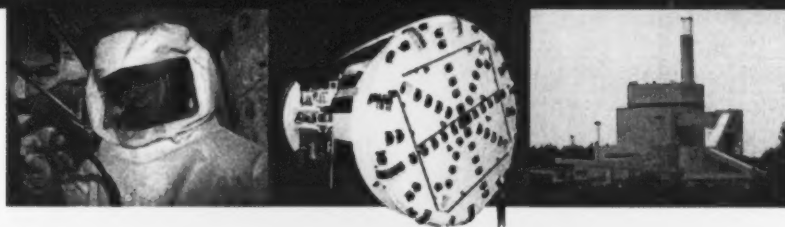




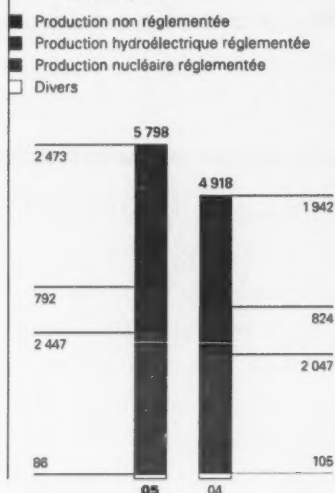
Rapport annuel 2005



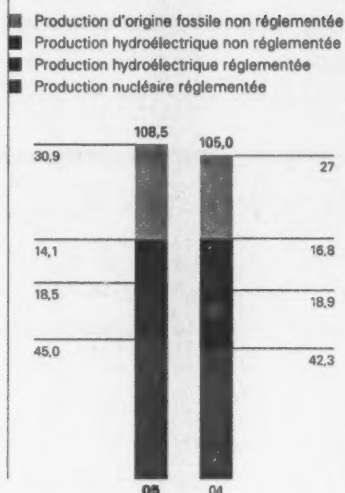
ONTARIOPOWER
GENERATION

OPG 2005

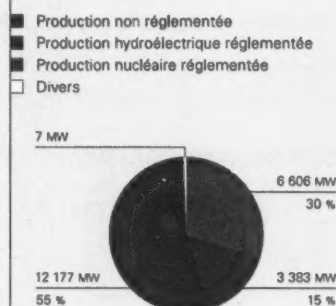
Produits, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et du rabais associé à la limite de revenus (en millions de dollars)



Production d'électricité (TWh)



Capacité de production en service par secteur 22 173 MW



Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars)

Produits

Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et le rabais associé à la limite de revenus
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et rabais associé à la limite de revenus

	2005	2004
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et le rabais associé à la limite de revenus	6 949	6 072
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et rabais associé à la limite de revenus	(1 151)	(1 154)
Combustible	(1 297)	(1 153)
Marge brute	4 501	3 765
Exploitation, maintenance et administration	2 516	2 594
Autres charges	1 162	1 209
Dépréciation des actifs à long terme	265	-
Charge (recouvrement) d'impôts	118	(80)
Élément extraordinaire	74	-
Bénéfice net	366	42

Flux de trésorerie

Flux de trésorerie d'exploitation	1 201	226
-----------------------------------	-------	-----

Table des matières

Message du président du conseil	2
Message du président	3
Rapport de gestion	13
États financiers consolidés	63

Notes afférentes aux états financiers consolidés	67
Conseil d'administration	99
Membres de la haute direction	100
Installations d'Ontario Power Generation	Troisième de couverture

Profil de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. est une entreprise établie en Ontario, dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. Notre principal souci est la production et la vente efficaces d'électricité provenant de nos actifs de production, dans un contexte sécuritaire, transparent et respectueux de l'environnement.

En 2005, OPG a produit 108,5 térawattheures (TWh) d'électricité.

Au 31 décembre 2005, le portefeuille de production d'électricité d'OPG représentait une capacité totale en service de 22 173 mégawatts (MW), répartis de la façon suivante :

- trois centrales nucléaires d'une capacité de 6 606 MW;
- cinq centrales à combustible fossile d'une capacité de 8 578 MW;
- 64 centrales hydroélectriques d'une capacité de 6 982 MW;
- trois centrales éoliennes (comportant une participation de 50 % dans la coentreprise Huron Wind) d'une capacité de 7 MW.

En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent, en copropriété, une centrale alimentée au gaz de 580 MW près de Windsor, en Ontario. En novembre 2005, le réacteur nucléaire de l'unité 1 de la centrale Pickering A d'OPG a été remis en service, ajoutant 515 MW à la capacité de production en service d'OPG. OPG détient aussi deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P.

Définitions

Un mégawatt (MW) correspond à un million de watts. Les mégawatts servent à mesurer la capacité d'approvisionnement en électricité à un moment précis.

Un kilowatt (kW) équivaut à 1 000 watts, un gigawatt (GW), à un milliard de watts, et un térawatt (TW), à un billion de watts.

Un kilowattheure (kWh) sert à mesurer la demande d'électricité par heure des clients. Un kilowattheure représente l'énergie électrique consommée par dix ampoules de 100 watts durant une heure.

En Ontario, un ménage moyen consomme environ 1 000 kWh par mois.

Un mégawattheure (MWh) équivaut à 1 000 kWh, un gigawattheure (GWh), à un million de kWh, et un térawattheure (TWh), à un milliard de kWh.

Photos de la couverture

Nelly King, technicienne / agent technique, Gestion des déchets nucléaires d'OPG; inspection d'une conduite d'alimentation, unité 1, Pickering A; tunnelier, semblable à celui en construction pour excaver le tunnel de Niagara d'OPG; centrale à combustible fossile Atikokan, ayant célébré 20 ans de service en 2005.

Liste des principales réalisations

L'unité 1 de Pickering A est remise en service après avoir été en arrêt pendant près de huit ans.

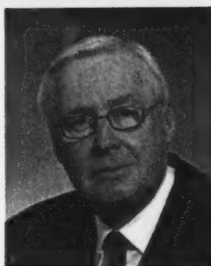
La centrale nucléaire Darlington d'OPG est la centrale nucléaire à plusieurs unités ayant affiché la meilleure performance au Canada pour la deuxième année consécutive.

La cérémonie d'inauguration des travaux de construction du tunnel de Niagara a lieu à Niagara Falls.

Pour répondre à la demande d'électricité de l'Ontario au cours d'un des étés les plus chauds de l'histoire, les centrales à combustible fossile d'OPG produisent 62 % plus d'électricité qu'à l'été 2004.

Les centrales alimentées au charbon d'OPG affichent le taux d'émission de gaz corrosif le moins élevé de l'histoire d'OPG.

OPG obtient le Gold Award décerné par l'Electrical and Utilities Safety Association en reconnaissance de l'excellence de son système de gestion de la sécurité et de sa culture axée sur la sécurité.



Message de Jake Epp, président du conseil

Le conseil d'administration s'engage à assurer qu'OPG continue d'évoluer en tant que société orientée sur les affaires et mue par le rendement, faisant toujours preuve d'ouverture, de transparence et d'un grand sens des responsabilités à l'égard de ses activités. En 2005, un certain nombre de mesures ont été prises ayant renforcé ces valeurs, amélioré notre capacité de gouvernance et soutenu l'engagement de la Société envers l'excellence.

Un nouveau mandat

À l'été 2005, OPG a conclu un protocole d'accord avec notre actionnaire, la province d'Ontario, portant sur notre rôle et notre responsabilité à titre de producteur d'énergie en Ontario. En vertu de ce protocole, OPG se voit confier un mandat clair d'exploitation à titre de société commerciale axée sur un certain nombre d'activités et d'objectifs clés :

- générer de l'électricité de manière rentable et efficiente;
- améliorer de manière continue notre performance nucléaire et comparer cette performance avec les meilleurs exploitants de réacteurs CANDU à l'étranger et en Amérique du Nord;
- augmenter notre capacité hydroélectrique;
- exploiter nos centrales à combustible fossile conformément aux principes commerciaux jusqu'à ce qu'elles soient mises hors service comme il est spécifié par la politique de remplacement des centrales alimentées du gouvernement.

En outre, OPG préservera son grand sens des responsabilités et son niveau élevé de transparence et exercera ses activités conformément aux normes de gouvernance d'entreprise, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gérance environnementale les plus strictes.

Notre nouveau mandat nous permet de cibler nos efforts et donne au conseil et à d'autres intervenants la possibilité d'évaluer les progrès de la direction et de la tenir responsable des résultats.

Renforcer notre capacité de gouvernance

En 2005, OPG a renforcé sa capacité de gouvernance par l'ajout de deux nouveaux administrateurs. George Lewis et Peggy Mulligan ont été nommés au conseil d'administration. M. Lewis est président du conseil et chef de la direction de RBC Gestion d'Actifs Inc. M^{me} Mulligan est vice-présidente principale et

directrice financière de Linamar Corporation. Le conseil d'OPG peut maintenant compter sur une équipe complète de 12 administrateurs possédant une expérience en ingénierie et en gestion de projet, en ressources humaines, en gestion financière et dans les activités nucléaires.

Le comité de gouvernance et de nomination du conseil a aussi amené le conseil à mettre en œuvre des chartes pour le conseil et chacun de ses comités, à préparer une description de poste pour chacun des présidents des comités et à promouvoir la formation continue de nos administrateurs. Nous avons aussi instauré un programme d'orientation complet à l'intention des nouveaux administrateurs.

Ouverture, transparence et imputabilité

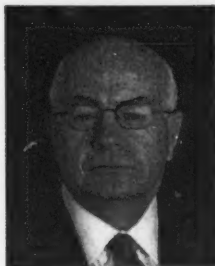
La gouvernance d'OPG, y compris les chartes du conseil et des comités, est décrite sur le site Web d'OPG. Le site Web fournit aussi un accès au protocole d'accord conclu avec le gouvernement de l'Ontario et les directives de l'actionnaire. En 2005, OPG a reçu deux de ces directives en vertu du chapitre 108 de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). La première visait à convertir notre centrale alimentée au charbon de Thunder Bay en une centrale alimentée au gaz. La deuxième exigeait que nous modifiions notre entente de location avec Bruce Power.

Nouveau leadership

En mai 2005, Richard Dicerni a mis fin à son mandat à titre de président et chef de la direction par intérim d'OPG, et le nouveau président et chef de la direction d'OPG, Jim Hankinson, a été nommé par le conseil.

Au nom du conseil, j'aimerais remercier Richard Dicerni pour sa contribution à OPG et souhaiter la bienvenue à Jim Hankinson dans ses nouvelles fonctions.

Jake Epp



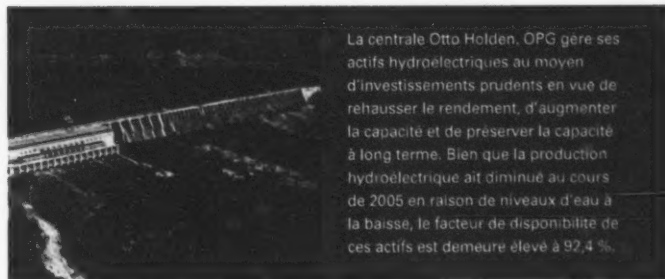
Message de Jim Hankinson, président et chef de la direction

Ontario Power Generation est une société orientée sur la performance. La performance constitue la mesure de nos progrès, l'impulsion qui propulse notre entreprise et la valeur qui définit notre succès.

Nous nous sommes engagés à atteindre l'excellence en matière de performance au moyen de la rentabilité de la production, de l'amélioration des actifs, de la croissance de l'approvisionnement et de l'exploitation rentable et socialement responsable qui respecte les besoins des employés, de l'environnement et des collectivités.

En 2005, nous avons réalisé des percées importantes à l'égard de chacun de ces éléments tout en améliorant notre performance financière.

- La rentabilité de notre production a été élevée car nous avons poursuivi la conception et la mise en œuvre de stratégies visant l'accroissement de la productivité des centrales, l'amélioration de l'état des installations et la prolongation de la durée de vie de nos centrales.
- Nous avons augmenté la capacité de production au moyen de la remise à neuf et de la mise à niveau de plusieurs de nos centrales de production – y compris la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A – ainsi que du lancement de nouvelles mesures d'approvisionnement.
- Nous avons pris une décision commerciale difficile mais nécessaire à l'égard des deux unités nucléaires restantes de Pickering A : elles ne seront pas remises à neuf.
- Nous avons continué d'afficher des niveaux élevés en matière de sécurité du public, nous avons amélioré notre rendement en matière de sécurité au travail au moyen de la réduction du taux d'accidents avec blessures, et nous avons maintenu et rehaussé notre engagement continu en matière de bonne gouvernance, de gérance environnementale et d'engagement social.



La centrale Otto Holden, OPG gère ses actifs hydroélectriques au moyen d'investissements prudents en vue de rehausser le rendement, d'augmenter la capacité et de préserver la capacité à long terme. Bien que la production hydroélectrique ait diminué au cours de 2005 en raison de niveaux d'eau à la baisse, le facteur de disponibilité de ces actifs est demeuré élevé à 92,4 %.

À l'été 2005, nous avons négocié un protocole d'accord avec notre actionnaire, la province d'Ontario. Ce protocole a ciblé ces priorités de manière plus précise et nous a montré de façon claire la direction à suivre vers la croissance et le succès futurs.

L'année qui s'est écoulée a présenté sa part de défis, y compris une interruption de production importante imprévue de la centrale nucléaire Pickering A en vue de l'inspection et de la maintenance des conduites d'alimentation, la décision de ne pas procéder à la remise à neuf des deux unités de Pickering et la mise hors service de notre centrale alimentée au charbon Lakeview, à la demande du gouvernement de l'Ontario.

Dans les pages qui suivent, je passerai en revue certaines des réalisations d'OPG et les développements connexes qui ont eu lieu au cours du dernier exercice. Dans l'ensemble, je suis satisfait des progrès qui ont été accomplis en 2005. Je reconnais que notre performance peut encore être améliorée et je m'engage à le faire avec le soutien et la contribution de tous nos employés.

Performer

à des niveaux toujours supérieurs
pour un approvisionnement
en électricité là et quand
c'est nécessaire



Centrale de production nucléaire Darlington

Les activités nucléaires d'OPG ont connu un excellent exercice en 2005. La production nucléaire a augmenté de plus de 6 %, comptant pour plus de 28 % de l'électricité consommée en Ontario. Pour une deuxième année consécutive, la centrale Darlington a été la centrale nucléaire à plusieurs unités ayant affiché la meilleure performance au Canada, le facteur de capacité unitaire ayant atteint 90,6 %.

Performance nucléaire d'OPG : principaux résultats

	2005	2004
— Production (TWh)	45,0	42,3
— Facteur de capacité (%)	83,8	80,4
— Indice de performance nucléaire	76,4	70,7
— Taux d'arrêts forcés (%)	5,35*	7,6
— Taux d'accidents avec blessures (par tranche de 200 000 heures travaillées)	1,06	1,25

*Un nombre moins élevé indique une amélioration.

Performance financière

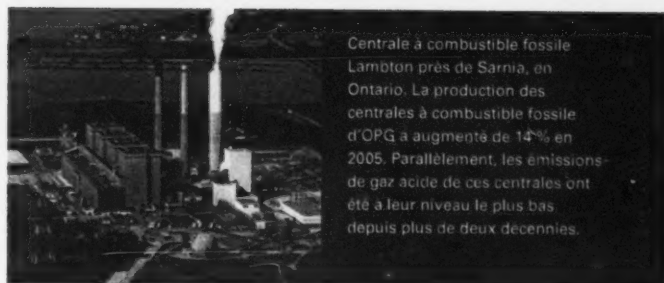
Je suis heureux d'annoncer que la performance financière d'OPG s'est améliorée en 2005. Le bénéfice net s'est établi à 366 millions de dollars, ou 1,43 \$ par action, comparativement à un bénéfice net de 42 millions de dollars, ou 0,16 \$ par action, en 2004. Le bénéfice a profité de l'augmentation de la marge brute entraînée par des prix de vente moyens plus élevés et la hausse de la production nucléaire et de la production d'origine fossile. Les prix de vente moyens plus élevés que nous avons obtenus en 2005 découlent principalement des éléments suivants :

- prix du marché au comptant moyens plus élevés en Ontario en raison d'une demande d'électricité accrue pendant l'été très chaud et incidence de la hausse des prix du gaz naturel;
- entrée en vigueur des prix réglementés et des autres modifications réglementaires connexes le 1^{er} avril 2005.

Notre meilleure performance financière en 2005 découle aussi en partie de la baisse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en raison du report, en 2005, des coûts liés au projet de remise en service de l'unité 1 de Pickering A exigée par la réglementation. Ces réductions des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont été en partie contrebalancées par la maintenance accrue des actifs nucléaires en raison des améliorations continues apportées à la fiabilité des centrales, les radiations de stocks découlant de la décision de ne pas procéder à la remise en service des unités 2 et 3 de Pickering A et les augmentations des charges de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi.

Notre bénéfice de 2005 a subi l'incidence négative de la perte de valeur de la centrale alimentée au gaz et au pétrole Lennox d'OPG et des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. La décision de la province de permettre à OPG de ne recouvrer que ses coûts d'exploitation fixes au moyen d'un arrangement contractuel mais non la valeur comptable de la centrale a entraîné la perte de valeur de la centrale Lennox. La perte de valeur des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A découle de la décision de ne pas procéder à la remise en service de ces unités.

Effet modérateur d'OPG sur les prix de l'électricité : Puisque notre performance financière s'est améliorée en 2005, OPG a continué à exercer une forte influence modératrice sur les prix de l'électricité payés par les consommateurs ontariens. En raison des tarifs réglementés et des mécanismes de rabais, OPG a obtenu un prix moyen de 4,9 ¢ le kWh en 2005 pour l'électricité produite par la totalité de ses centrales. Ce prix est de beaucoup inférieur au prix moyen pondéré à l'heure en Ontario de 7,2 ¢ le kWh perçu par les autres producteurs ontariens en 2005. De mai 2002 au 31 mars 2005, OPG a accordé un rabais de 4 milliards de dollars en vertu de l'ancienne entente d'atténuation de l'emprise sur le marché au profit des utilisateurs d'électricité de l'Ontario. En outre, pendant le reste de 2005, nous accorderons



Centrale à combustible fossile Lambton près de Sarnia, en Ontario. La production des centrales à combustible fossile d'OPG a augmenté de 14 % en 2005. Parallèlement, les émissions de gaz acide de ces centrales ont été à leur niveau le plus bas depuis plus de deux décennies.

un rabais de quelque 739 millions de dollars en raison de l'entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005 d'une limite de revenus applicable à la plupart de notre production non réglementée.

Performance de la production

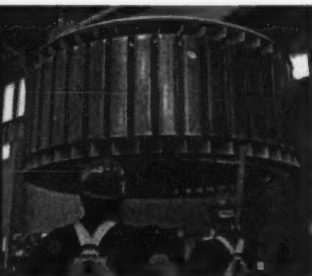
OPG a généré 108,5 TWh d'électricité en 2005, soit une augmentation de 3,3 % par rapport à la production de 105 TWh en 2004.

Production nucléaire : La production nucléaire d'OPG en 2005 a augmenté pour s'établir à 45 TWh, comparativement à 42,3 TWh en 2004. Pour le deuxième exercice consécutif, Darlington a été la centrale nucléaire à plusieurs unités ayant affiché la meilleure performance au Canada, son facteur de capacité unitaire ayant atteint 90,6 %. Pickering B a affiché un facteur de capacité unitaire de 77,7 %, comparativement à 69,8 % en 2004. Les deux centrales ont atteint des niveaux de fiabilité élevés au cours de l'hiver froid et de l'été très chaud de 2005, affichant des taux d'arrêts forcés moins élevés que prévu. Notre centrale Pickering A a reçu une licence d'exploitation de cinq ans de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), soit la période d'exploitation la plus longue jamais accordée à un réacteur nucléaire par la CCSN.

Production d'origine fossile : Les centrales à combustible fossile d'OPG ont généré 30,9 TWh d'électricité en 2005. Il s'agit d'une augmentation de presque 14 % par rapport à la production de 2004. Les facteurs en jeu comprennent la demande accrue d'électricité et l'amélioration de la fiabilité des centrales, comme le démontre le taux équivalent d'arrêts forcés de 15,9 % réalisé par ces centrales en 2005 comparativement à 18,7 % en 2004. La grande fiabilité de nos centrales à combustible fossile est aussi attribuable à la performance accrue de notre centrale Nanticoke et aux efforts concertés de ses employés et des employés de toutes nos installations à combustible fossile. Les installations à combustible fossile d'OPG fonctionnent en grande partie à titre de ressource de réserve au cours des périodes de forte demande. Lorsque la demande a atteint des niveaux record au cours de l'été dernier, ces centrales produisaient, les jours les plus chauds, jusqu'à 40 % de l'électricité d'OPG.

Production hydroélectrique : Bien que notre production hydroélectrique ait légèrement diminué comparativement à 2004 en raison de la faiblesse des niveaux d'eau, la fiabilité de nos

Des employés d'OPG se préparent à installer un nouveau rotor sur l'unité 14 de la centrale hydroélectrique Beck 2. Ce travail a été effectué dans le cadre d'un important projet de neuf ans visant le remplacement et la mise à niveau de l'équipement de la centrale. Ce projet, achevé au printemps 2005, ajoute 194 MW à la capacité hydroélectrique d'OPG.



centrales hydroélectriques a continué d'être élevée au cours de l'exercice, affichant un facteur de disponibilité de 92,4 %. Ces actifs de valeur fournissent un approvisionnement stable d'énergie abordable et renouvelable, et représentent une part importante de la composition de la production d'OPG.

Amélioration des actifs

Production nucléaire : La production nucléaire accrue d'OPG en 2005 découle directement de notre engagement envers l'amélioration de la performance de nos centrales nucléaires – notre priorité absolue en matière d'exploitation. Notre stratégie vise à exploiter nos actifs nucléaires de manière rentable et efficiente tout en consentant des investissements prudents pour améliorer leur fiabilité, leur prévisibilité et leur durée de vie. À cette fin, nous avons continué, en 2005, de mettre en œuvre des programmes élaborés et soutenus comprenant l'inspection et la remise en état de générateurs de vapeur, l'intégrité des conduites d'alimentation, la remise en état de tubes de force et la réduction des retards de maintenance. Dans le cadre de cette stratégie, nous avons achevé les activités prévues pour la première année de notre mesure 85/5 visant la centrale Pickering B, un important programme triennal d'amélioration de la condition matérielle et de la performance de cette centrale. L'objectif visé par cette centrale est de réaliser et de maintenir, d'ici 2007, un facteur de capacité de 85 % et un taux d'arrêts forcés de 5 % tout en réduisant la durée moyenne des arrêts.

Ces mesures d'amélioration ainsi que d'autres mesures, dont plusieurs ont été mises en œuvre au cours des arrêts planifiés exécutés sur quatre de nos unités nucléaires en 2005, contribuent à maximiser l'espérance de vie de nos actifs nucléaires et ont contribué aux résultats positifs en matière de performance de nos centrales nucléaires au cours du dernier exercice. Pour s'assurer que l'amélioration de nos centrales nucléaires se poursuive, nous les

comparons régulièrement aux meilleures centrales d'Amérique du Nord, en mettant plus particulièrement l'accent sur la performance en matière de production, l'excellence d'exploitation, les retards de maintenance et les coûts. D'ici la fin de la décennie, des décisions seront prises à l'égard de la prolongation de la durée de vie des unités nucléaires d'OPG. La performance solide et constante de nos actifs nucléaires aura une incidence sur ces décisions.

Production d'origine fossile : Bien que le gouvernement de l'Ontario se soit engagé à fermer ces centrales entre 2007 et 2009, il a mentionné qu'il ne le ferait pas au détriment de la fiabilité de l'approvisionnement. Toutefois, jusqu'à ce qu'elles soient mises hors service, nous continuerons d'exploiter nos centrales alimentées au charbon de manière rentable, fiable et respectueuse de l'environnement. Notre objectif vise à s'assurer que l'état de nos centrales alimentées au charbon soit le même, sinon meilleur, à la date de leur mise hors service que maintenant.

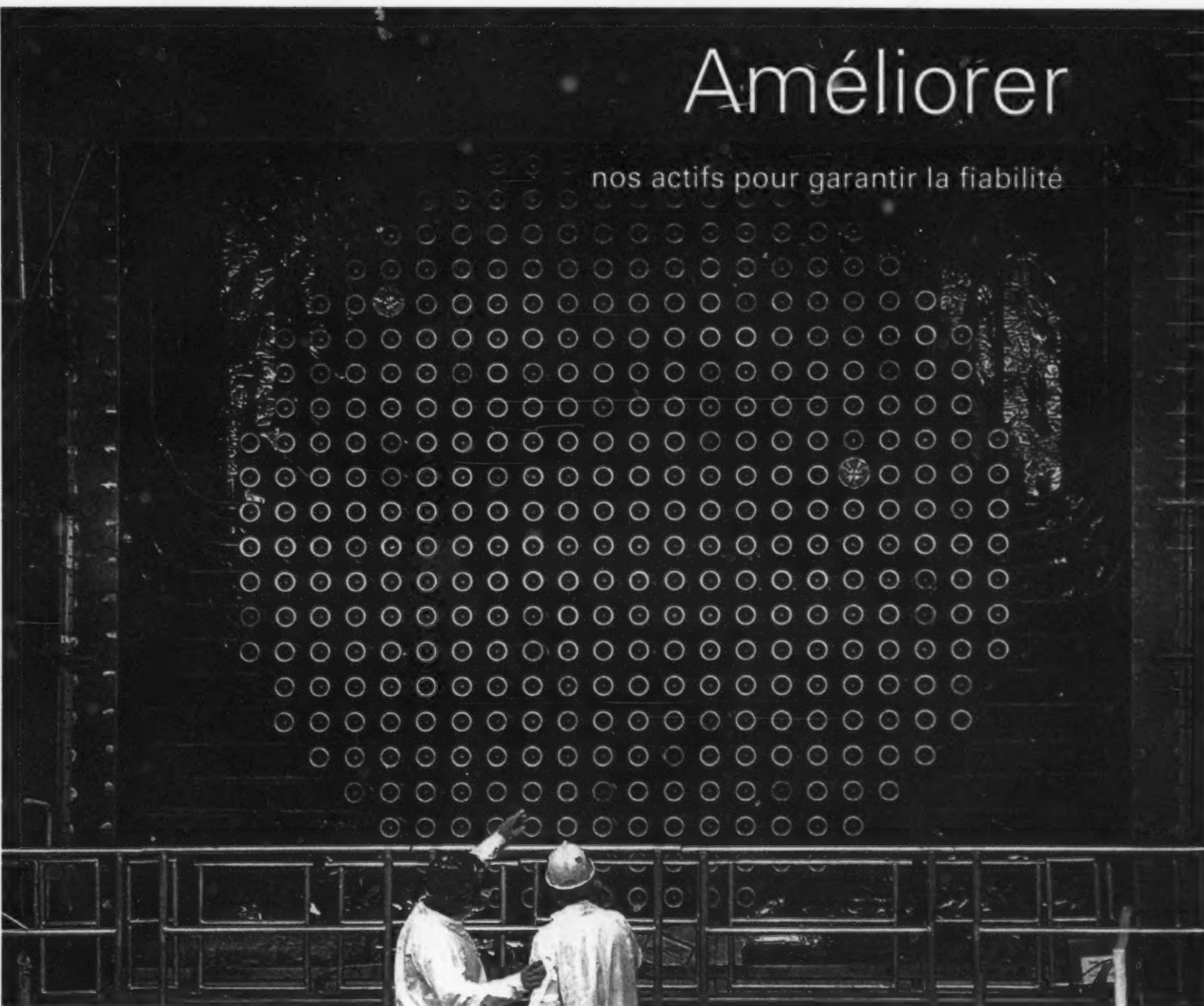
Production hydroélectrique : Notre stratégie à l'égard de nos centrales hydroélectriques est d'y consentir des investissements sur une base continue pour rehausser leur performance, prolonger leur durée de service et réduire leurs charges d'exploitation. Nos améliorations comprennent le remplacement de l'équipement vieillissant, la mise à niveau de roues de turbine, l'automatisation des centrales et la mise en œuvre de pratiques de maintenance novatrices. Une étape importante a été franchie à cet égard en 2005 avec l'achèvement du programme de remise en état de neuf ans de la centrale hydroélectrique Beck 2 près de Niagara Falls, ce qui a ajouté 194 MW à la capacité hydroélectrique d'OPG. Des mises à niveau additionnelles du matériel hydroélectrique entre 2006 et 2015 ajouteront une autre tranche de 150 MW à la capacité d'OPG.

Ces employés d'OPG sont des représentants de groupes clés ayant participé au programme de localisation et de repositionnement des patins d'espacement de Pickering B. Ce programme permet d'éviter les dommages causés aux tubes de force par suite d'un contact pendant de longues périodes avec ses tubes de cuve. À la fin de 2005, environ 83 % des 1 565 canaux de combustible de Pickering B avaient été inspectés dans le cadre du programme.



Améliorer

nos actifs pour garantir la fiabilité



Unité 1 de Pickering A

Observant le devant du réacteur de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A, deux inspecteurs étudient l'extrémité des 390 tubes de force qui contiennent le combustible nucléaire du réacteur. La remise en service réussie de l'unité 1 par OPG en 2005 a constitué un des projets les plus importants et les plus complexes jamais exécutés par la Société. Mis hors service pendant près de huit ans, le réacteur nouvellement remis à neuf a ajouté 515 MW de capacité grandement nécessaire à l'approvisionnement en électricité de l'Ontario, et ce, virtuellement sans émissions contribuant au smog ou au réchauffement de la planète.

Réalisations liées à la remise à neuf de l'unité 1

- 2 879 emplois en pointe
- 1,9 million d'heures travaillées
- 2,9 millions de composantes individuelles installées
- 204 kilomètres de nouveaux câbles électriques
- 26 402 mètres de canalisations
- 24 500 travaux individuels achevés
- Plus de 5 millions d'heures travaillées sans accidents entraînant des pertes de temps

Augmenter

notre capacité de production
pour mieux répondre à la demande
ontarienne en énergie



Projet du tunnel de Niagara

L'Ontario a besoin d'énergie hydroélectrique propre et fiable pour l'avenir. Notre mandat est d'aider à fournir ce type d'énergie au moyen d'investissements dans le potentiel hydroélectrique de l'Ontario et son développement. Le tunnel de Niagara est un projet important à la poursuite de cet objectif. En 2005, le conseil d'OPG a approuvé la totalité du projet et l'attribution du contrat de conception/construction à Strabag AG. La construction est actuellement en cours. Lorsqu'il sera achevé, ce tunnel transportera 500 mètres cubes additionnels par seconde d'eau des Chutes Niagara situées au-dessus jusqu'au complexe de production Sir Adam Beck d'OPG à Queenston. La rivière Niagara produira ainsi plus d'énergie propre et renouvelable, et la beauté naturelle des chutes continuera d'être préservée.

Le tunnel de Niagara en un coup d'œil

- Longueur de 10,4 kilomètres
- Coûts estimatifs de 985 millions de dollars
- 350 emplois en pointe
- Date d'achèvement prévue pour 2009
- Durée d'exploitation de 90 ans
- 1,6 milliard de kilowattheures d'énergie renouvelable additionnelle par année

Nouvelles mesures d'approvisionnement

OPG a amélioré sa performance, mais elle a aussi investi dans des capacités de production additionnelles. Les prévisions indiquent qu'au cours des prochaines années, l'Ontario pourrait faire face à une insuffisance en matière d'approvisionnement en électricité si des mesures de production supplémentaire ne sont pas mises en œuvre. Bien qu'OPG ne soit pas chargée de combler la totalité des besoins en électricité de l'Ontario, nous avons amorcé un certain nombre de projets de production supplémentaire pour aider à relever ce défi. Ces mesures nous permettront en outre de respecter une part importante de notre mandat qui prévoit l'augmentation, le développement et l'amélioration de notre capacité de production hydroélectrique.

Nos projets comprennent l'amorce de la construction d'un nouveau tunnel de 10,4 kilomètres visant à détourner plus d'eau vers les centrales hydroélectriques Beck. Cette mesure augmentera la production d'énergie annuelle moyenne de ces centrales d'environ 14 % et constitue un de nos projets d'immobilisations les plus importants et les plus excitants.

OPG a aussi obtenu l'approbation du conseil pour la construction d'une nouvelle centrale de production hydroélectrique de 12,5 MW à Lac Seul dans le nord-ouest de l'Ontario. La construction est actuellement en cours.

En plus de ces projets, nous étudions diverses options visant le réaménagement de quatre installations hydroélectriques dans le système de la rivière Mattagami inférieure dans le nord-est de l'Ontario. Cette mesure pourrait potentiellement contribuer entre 150 MW et 450 MW d'énergie hydroélectrique propre et renouvelable à l'approvisionnement en électricité de la province.

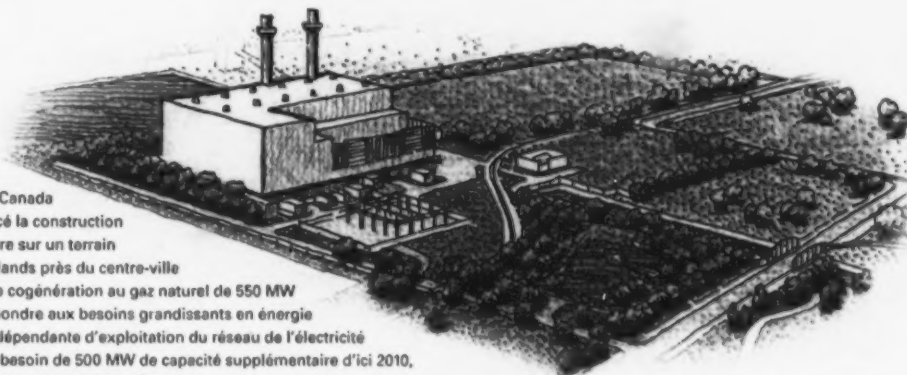
À ces projets hydroélectriques s'ajoute la construction, en partenariat avec TransCanada Energy Ltd., du Portlands Energy Centre – une installation de production de 550 MW à cycle combiné au gaz naturel et de cogénération située dans le centre-ville de Toronto.



Actuellement en construction dans le nord-ouest de l'Ontario, la centrale de production de Lac Seul ajoutera 12,5 MW à la capacité hydroélectrique d'OPG. Ce projet de 47 millions de dollars devrait être achevé en 2007. La centrale utilisera la majeure partie de l'eau actuellement déversée par la centrale hydroélectrique Ear Falls adjacente, augmentant ainsi l'efficacité d'ensemble du site.

Finalement, la remise en service de l'unité 1 de Pickering A – une de nos principales réussites au chapitre de la remise à neuf et de l'amélioration des actifs – a aussi constitué notre projet de nouvelle production le plus important, ajoutant 515 MW de production de base à notre capacité existante. Ce projet colossal et complexe représentant une réalisation majeure pour la Société en 2005 a confirmé qu'OPG possède les compétences pour mener un important projet d'immobilisations. J'aimerais remercier tous les employés d'OPG qui ont rendu cette réalisation possible.

Gestion efficace des coûts : La gestion des coûts est une priorité cruciale pour OPG, et nous mettons en œuvre toute une gamme de mesures de gestion des coûts. Au cours des dernières années, nous avons réduit de quelque 20 % la taille de notre personnel de direction et des groupes de soutien à la direction. En matière d'exploitation, nous investissons directement dans nos centrales afin d'améliorer leur performance au moyen de programmes comme la mesure 85/5 de Pickering B, les mises à niveau de nos centrales hydroélectriques et les programmes d'analyse comparative pour cerner les occasions d'amélioration. Les modifications apportées à la façon de combiner différents types de charbon au combustible de notre centrale Nanticoke ont entraîné des économies importantes en 2005 et pour l'avenir.



En partenariat avec TransCanada Energy Ltd., OPG a amorcé la construction du Portlands Energy Centre sur un terrain industriel du secteur Portlands près du centre-ville de Toronto. La centrale de cogénération au gaz naturel de 550 MW sera primordiale pour répondre aux besoins grandissants en énergie de Toronto. La Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité a estimé que la ville aura besoin de 500 MW de capacité supplémentaire d'ici 2010, et ce, malgré les mesures de préservation prévues.

Employés-mentors de la centrale Nanticoke avec des participants au programme d'enseignement coopératif. En 2005, Nanticoke a obtenu le prix «Passport to Prosperity» du Grand Erie Training and Adjustment Board. Ce prix souligne les efforts de Nanticoke à l'égard de postes de travail coopératif offerts à plus de 350 étudiants de niveau secondaire depuis 1991.



Exploitation selon les normes d'entreprise les plus élevées

Performance en matière de sécurité : Parmi nos nombreuses priorités à titre de fournisseur d'énergie, aucune n'est plus importante que la sécurité du public et de nos employés, et ce, en tout temps. Ce principe est rigoureusement appliqué dans toutes nos installations.

Les centrales nucléaires d'OPG sont exploitées selon des normes et des codes réglementaires stricts. En 2005, les émissions de radiation de nos installations Pickering et Darlington ont continué de représenter une mince part des émissions de sources naturelles auxquelles sont exposés les Canadiens et ont été beaucoup moins élevées que la quantité permise par la réglementation. Depuis les débuts de l'industrie énergétique nucléaire canadienne il y a plus de 40 ans, aucun membre du public n'a subi de torts par suite de radiations provenant de nos centrales nucléaires ou de nos installations de gestion des déchets. Les centrales nucléaires d'OPG continueront de se montrer à la hauteur de ces normes élevées.

Nous sommes tout autant engagés envers la sécurité dans nos autres installations. Le programme de sécurité des voies navigables publiques est conçu afin d'assurer que nos centrales et barrages hydroélectriques sont exploités de manière sécuritaire et comportent des mesures de contrôle appropriées afin de protéger le public. L'accent mis sur la conscientisation du public des collectivités où sont situées nos installations, y compris les touristes, sur les dangers posés par les barrages et les centrales hydroélectriques d'OPG ainsi que par les cours d'eau avoisinants, constitue un élément de base de ce programme. Le caractère unique de chacun de nos sites hydroélectriques, la diversité géographique des collectivités les entourant ainsi que le grand nombre de personnes qui utilisent les cours d'eau où nous exerçons nos activités rendent ce défi difficile à relever. Toutefois, nous sommes engagés à le faire. Relativement à la sécurité des employés, notre objectif est de

réduire à zéro les blessures en milieu de travail, et nous continuons à afficher des progrès à l'égard de cet ambitieux objectif.

- Notre taux d'accidents avec blessures de 2005, soit 1,33 blessure par tranche de 200 000 heures travaillées, représente un meilleur résultat que le quartile le plus élevé (moyenne établie sur trois ans) fixé par l'Association canadienne de l'électricité, et une amélioration de 13 % par rapport à notre taux de 2004.
- Notre taux de gravité des accidents de 2,03 jours perdus par tranche de 200 000 heures travaillées n'est pas aussi bas que celui de 2004, mais se situe toujours à l'intérieur du quartile le plus élevé (moyenne établie sur trois ans).

La solide performance en matière de sécurité sur les lieux de travail maintenue par OPG découle directement d'une forte culture axée sur la sécurité que nous avons adoptée dans la totalité de nos installations. Les employés sont formés et sont encouragés à agir de manière sécuritaire dans tous les aspects de leur travail et à prendre en charge leur propre sécurité et celle de leurs collègues. Ce système de responsabilité interne constitue la pierre angulaire de notre réussite en matière de sécurité.

Notre engagement envers la sécurité touche aussi nos entrepreneurs. Nous nous attendons à ce qu'ils travaillent conformément à des normes de sécurité élevées, et nous continuons à mettre des programmes en œuvre qui les y incitent. Nous avons aussi continué de mettre l'accent sur des comportements hautement sécuritaires de la part des jeunes employés d'OPG et des jeunes gens des collectivités où nous exerçons nos activités, et partout en Ontario. OPG a obtenu, en 2005, le Gold Award de l'Association ontarienne de sécurité des services publics et électriques en reconnaissance des systèmes efficaces de gestion de la sécurité et d'une solide culture en matière de sécurité au sein de la Société. OPG a été le premier récipiendaire de ce prix.

Environnement : À titre de principale société de production comptant des installations partout en Ontario, nous reconnaissons que nous avons une incidence sur l'environnement et nous nous efforçons d'atténuer cette incidence en tout temps. Par exemple, nos centrales alimentées au charbon affichent le taux d'émission de gaz acide le plus bas de l'histoire d'OPG bien qu'elles aient produit beaucoup plus d'énergie qu'en 2004. Cette performance environnementale solide et positive découle en partie de nos investissements continus dans la technologie de l'air pur – y compris du matériel de réduction sélective catalytique, des améliorations au chapitre de la combustion et de l'utilisation de carburant à teneur moins élevée en soufre.

(De gauche à droite) John McCann, directeur, centrale Lennox, Liisa Blimkie, employée d'OPG, Ottawa-St. Lawrence Environment, technicienne en chimie et en sécurité et Dwayne Struthers du Leeds County Stewardship Council, avec de jeunes faucons pèlerins à Charleston Lake. Le personnel d'OPG a travaillé avec le Leeds County Stewardship Council, la Canadian Peregrine Foundation et la Charleston Lake Environmental Foundation pour permettre à ces faucons d'être relâchés dans la nature.



Respecter

les besoins des employés,
de l'environnement
et de la collectivité

Formation à l'intention de préposés à l'entretien des machines à Darlington

Les préposés à l'entretien des machines de la centrale nucléaire Darlington apprennent comment mettre en pratique des comportements et procédures sécuritaires pour éviter les chutes en milieu de travail. La réduction à zéro des blessures en milieu de travail est l'objectif ultime des programmes de sécurité d'OPG. L'engagement poussé de la Société envers la sécurité au travail s'est traduit par de nombreuses mesures et réussites importantes en matière de sécurité au cours de 2005.

Principales réalisations

- Performance en matière de sécurité maintenue dans le quartile le plus élevé au sein de l'industrie de l'électricité
- Poursuite de l'application des systèmes de gestion de la sécurité au travail du Occupational Health & Safety Assessment Series 18001
- Lancement, à l'échelle de la Société, de la campagne «Respectez votre promesse», soulignant la façon dont nos employés respectent leurs promesses à l'égard de comportements sécuritaires au travail
- Élargissement de notre politique en matière de santé et de sécurité pour englober l'importance accordée à la sécurité des jeunes travailleurs au sein d'OPG et des collectivités où nous exerçons nos activités, et partout en Ontario

Des étudiants de l'Institute of Technology de l'Université d'Ontario (UOIT). Située dans la région de Durham en Ontario, l'UOIT met fortement l'accent sur la formation en sciences et en technologie ainsi que sur l'apprentissage axé sur la carrière. OPG investit 10 millions de dollars pendant une période de cinq ans dans l'UOIT pour contribuer à la force de l'éducation dans la région de Durham et aider à combler les besoins en jeunes employés techniques hautement qualifiés.



Pour la troisième année consécutive, OPG n'a connu aucune fuite d'importance. Nous n'avons pas non plus déclaré de fuite à incidence modérée, et nous avons continué de réduire le total des émissions de gaz acide, et procédé à la plantation de 326 000 arbres et arbustes indigènes additionnels en Ontario afin de contrebalancer les émissions de dioxyde de carbone, pour un total de 2,2 millions d'arbres plantés depuis 2000 dans le cadre de notre engagement envers la biodiversité.

De plus, en 2005, les systèmes de gestion environnementale des centrales nucléaires, hydroélectriques et à combustible fossile d'OPG ont tous été recertifiés en vertu de la norme de gestion environnementale ISO 14001 reconnue internationalement. Aussi, nos efforts en matière de protection et d'aide à la remise en état des habitats naturels où se trouvent plusieurs de nos centrales ont été reconnus. Entre autres, la centrale Darlington a été mise en nomination au Corporate Habitat of the Year Award par le Wildlife Habitat Council (WHC), et notre centrale Lennox a été mise en nomination pour le WHC Rookie of the Year Award. Actuellement, sept installations d'OPG sont certifiées par le WHC pour leurs programmes en matière d'habitat faunique.

OPG a aussi constitué une réserve de 454 millions de dollars dans des fonds distincts pour acquitter les coûts futurs de mise hors service de nos centrales nucléaires et de stockage sécuritaire de leur combustible irradié. À la fin de 2005, ces fonds totalisaient environ 7 milliards de dollars contre un passif dont la valeur actualisée totale se chiffre à environ 8,5 milliards de dollars, pour s'assurer que les générations futures d'Ontariens ne portent pas le fardeau de ces coûts.

Engagement social : L'engagement social d'OPG comprend un grand nombre d'œuvres. Nous communiquons fréquemment avec les collectivités où nous exerçons nos activités par l'intermédiaire de bulletins, de rapports aux conseils municipaux, d'événements portes ouvertes et de visites de porte à porte par des employés afin de fournir aux résidents des informations sur OPG. Ces activités de rayonnement soulignent notre engagement en tant que société ouverte, transparente et dotée d'un bon sens des responsabilités.

Nous avons aussi continué à soutenir plusieurs programmes locaux dans les collectivités où nous exerçons nos activités. Nous orientons nos efforts vers l'éducation, l'environnement et les initiatives communautaires qui rehaussent la qualité de vie de ces collectivités. Nous participons aux prix décernés aux étudiants, aux projets liés à l'ingénierie, aux sciences et à la technologie, aux sports amateurs pour jeunes, aux programmes de biodiversité, aux festivals communautaires, aux mesures en matière de santé et de sécurité et aux efforts humanitaires comme les banques alimentaires et les refuges. En 2005, OPG a participé au soutien de 755 activités de ce genre touchant de près ou de loin ces domaines et d'autres domaines semblables dans le cadre de notre programme d'engagement social.

En outre, les employés et les retraités d'OPG ont contribué 1,8 million de dollars dans le cadre de la campagne annuelle de bienfaisance et dont le produit sera versé à des organismes caritatifs partout en Ontario. Nos employés et nos retraités sont aussi très actifs à titre de bénévoles, offrant à titre gracieux leur temps et leurs services à des groupes et des causes communautaires.

Employés : Au cours du dernier exercice, j'ai saisi l'occasion de voyager partout en Ontario et j'ai personnellement rencontré les hommes et les femmes qui font fonctionner les installations d'OPG. Au cours de mes déplacements d'un site à un autre, alors que je parlais aux employés, j'ai constamment été impressionné par leurs connaissances, leur expérience, leur professionnalisme et leur engagement.

Les 11 000 employés d'OPG constituent l'épine dorsale de la Société et une des principales raisons de notre succès. Notre objectif est d'être une société dont la performance et les valeurs permettent en tout temps à nos employés d'être engagés, productifs et fiers d'être membres de l'équipe d'OPG. Au cours de 2005, nous avons progressé en ce sens. Les résultats en matière d'engagement des employés se sont grandement améliorés dans plusieurs secteurs de la Société, en partie grâce au dévouement de plusieurs dirigeants et superviseurs d'OPG.

En 2005 et au début de 2006, nous avons aussi renouvelé avec succès les conventions collectives des deux syndicats qui représentent la majorité de nos employés, soit le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et la Society of Energy Professionals. Les deux conventions sont à long terme et ont été conclues sans l'aide d'un médiateur ou d'un arbitre. Le succès de ces négociations reflète la relation mature et positive qui existe entre OPG et ses syndicats. Ces conventions ont aussi fourni aux employés et à OPG la stabilité et la souplesse dont nous avons besoin pour relever les défis et saisir les occasions qui se présenteront à nous à l'avenir. J'en suis certain, notre avenir sera brillant, excitant et rempli de succès.

Rapport de gestion

Table des matières

Rapport de gestion

Énoncés prospectifs	13
La Société	14
Réglementation des tarifs	14
Faits saillants / sommaire	15
Perspectives à l'égard du bénéfice	19
Vision, activités de base et stratégie	20
Capacité de produire des résultats	23
Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario	24
Secteurs d'activité	25
Indicateurs clés de la production et du rendement financier	26
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité	26
Situation de trésorerie et sources de financement	38
Conventions et estimations comptables critiques	38
Gestion des risques	42

Information continue	48
Opérations entre apparentés	52
Gouvernance	52
Information sur le comité de vérification et de gestion des risques	56
Contrôles internes à l'égard de la présentation de l'information financière et contrôles de communication	60
Mesures supplémentaires des résultats	60

États financiers consolidés

Énoncé de responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière	61
Rapport des vérificateurs	62
États financiers consolidés	63
Notes afférentes aux états financiers consolidés	67

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés vérifiés d'Ontario Power Generation Inc. («OPG» ou la «Société») au 31 décembre 2005 et pour l'exercice terminé à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada («PCGR») et sont présentés en dollars canadiens. Le présent rapport de gestion est daté du 8 février 2006.

Énoncés prospectifs

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots, tels que «anticiper», «croire», «envisager», «prévoir», «estimer», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention», «planifier», «rechercher», «viser», «objectif», «stratégie», «peut», «pourrait», «prévoit», des verbes conjugués au futur et des expressions similaires sont utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes et, par conséquent, pourraient être inexacts dans une large mesure. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, au déclassement nucléaire et à la gestion des déchets nucléaires, à la fermeture de centrales alimentées au charbon, aux obligations liées aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi, aux impôts sur les bénéfices, aux prix de l'électricité sur le marché au comptant, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, ainsi qu'au temps. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs.

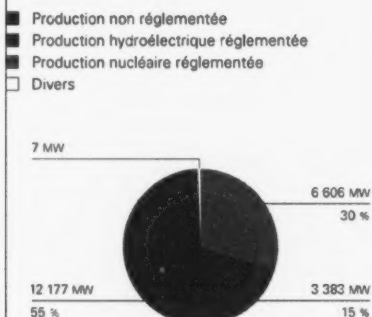
La Société

OPG est une entreprise établie en Ontario dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. OPG met l'accent sur la production et la vente efficiente d'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la «Province»).

Au 31 décembre 2005, OPG disposait d'une capacité de production en service de 22 173 mégawatts (MW). Le portefeuille de production d'électricité d'OPG comprenait trois centrales nucléaires, cinq centrales à combustible fossile, 64 centrales hydroélectriques et trois centrales éoliennes (y compris une participation de 50 % dans la coentreprise éolienne Huron). En outre, OPG, ATCO Power Canada Ltd. et ATCO Resources Ltd. détiennent, en copropriété, une centrale alimentée au gaz. Les quatre unités de la centrale Pickering A ont été fermées temporairement en 1997. L'unité 4 a été remise en service en 2003 et l'unité 1 a été remise en service en novembre 2005, ajoutant 515 MW à la capacité de production en service d'OPG. OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. («Bruce Power»).

Le 1^{er} avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et de la totalité de ses installations nucléaires est devenue assujettie à la réglementation des tarifs. OPG continue de recevoir le prix du marché au comptant pour la production de ses autres centrales hydroélectriques, centrales à combustible fossile et centrales éoliennes, sous réserve d'une limite de revenus. Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG a révisé ses secteurs d'activité pour refléter de façon distincte ses activités réglementées et non réglementées. Les résultats d'exploitation d'OPG sont présentés de manière consolidée et par secteur d'activité. Ces secteurs sont les suivants : Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée et Production non réglementée.

Capacité de production en service par secteur 22 173 MW



Réglementation des tarifs

Un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* stipule que, depuis le 1^{er} avril 2005, OPG reçoit des prix réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques de base et par la totalité de ses installations nucléaires. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les installations nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le prix réglementé reçu par OPG pour les 1 900 premiers mégawattheures (MWh) de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure est de 33,00 \$/MWh (3,3 ¢/kWh). À titre d'incitatif pour encourager la production hydroélectrique maximum durant les périodes de pointe, toute production de ces installations réglementées dépassant 1 900 MWh pour toute heure reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario. Le prix réglementé reçu par OPG pour la production des installations nucléaires est de 49,50 \$/MWh (4,95 ¢/kWh). Ces prix réglementés ont été établis par la Province en fonction des volumes de production projetés et du total des coûts d'exploitation, y compris le coût du capital et en présumant un taux de rendement moyen des capitaux propres de 5 %. Ces prix initiaux sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2005 et devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 au moins, date à laquelle il est prévu que la Commission de l'énergie de l'Ontario (la «CEO») établira de nouveaux prix réglementés. Si des changements sont apportés aux hypothèses fondamentales à partir desquelles ces prix réglementés ont été établis, la Province peut les modifier.

Conformément à la réglementation, OPG a été tenue d'établir des comptes d'écart pour les coûts engagés à compter du 1^{er} avril 2005, qui sont liés aux écarts dans la production d'électricité hydroélectrique en raison d'écarts entre l'hydraulicité prévue et réelle, aux variations dans la production d'électricité nucléaire en raison de changements législatifs ou technologiques non prévus, aux variations des produits présumés relativement aux produits tirés des services connexes provenant des installations réglementées, aux catastrophes naturelles (y compris des phénomènes climatiques sévères), et aux indisponibilités et aux restrictions liées au transport. De plus, toujours conformément à la réglementation, OPG a été tenue d'établir un compte de report pour les coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1^{er} janvier 2005 relativement à la remise en service de Pickering A.

La production des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue d'être vendue au prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario. Toutefois, 85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les volumes et les ventes à terme dans le cadre des contrats d'options de tarifs transitoires (c'est-à-dire, Transition - Generation Corporation Designated Rate Options ou «TRO») au 1^{er} janvier 2005, fait l'objet d'une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 47,00 \$/MWh (4,7 ¢/kWh). Cette limite de revenus a été établie initialement pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006. Le gouvernement

de l'Ontario (le «gouvernement») a récemment annoncé la prolongation de la période de limite de revenus de trois ans. À compter du 1^{er} mai 2006, la limite de revenus s'établira à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite actuelle de 4,7 ¢/kWh. Le 1^{er} mai 2007, la limite de revenus retournera à 4,7 ¢/kWh et passera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1^{er} mai 2008. Les revenus dépassant ces limites seront versés à la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERÉ»), et, par la suite, la SIERÉ offrira un rabais aux consommateurs.

La mise en application de la réglementation des tarifs pour la production des installations hydroélectriques et nucléaires de base d'OPG, de même que la limite de revenus relative aux actifs de production non réglementée d'OPG, ont remplacé, en date du 1^{er} avril 2005, les obligations de rabais d'OPG associées à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Faits saillants / sommaire

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation consolidés d'OPG. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité figure plus loin.

Bénéfice de 2005

En 2005, le bénéfice d'OPG a augmenté par suite de la mise en application des modifications réglementaires qui sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2005. Le bénéfice tiré des actifs d'OPG maintenant réglementés a augmenté en 2005 en regard de 2004 en raison de la mise en application des prix réglementés qui reflètent la production et les coûts d'exploitation projetés, y compris un coût du capital et un taux de rendement moyen des capitaux propres de 5 %, et l'élimination connexe du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. Le bénéfice tiré des actifs non réglementés d'OPG a aussi augmenté en 2005. Même si une tranche importante de la production des actifs non réglementés d'OPG était assujettie à la limite de revenus, cette limite était plus élevée que la limite qui était prescrite par l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Pendant la période du 1^{er} mai 2002 au 31 mars 2005, le bénéfice et les liquidités d'OPG ont été grandement influés par l'exigence de limiter une tranche importante de ses produits en vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. Pendant cette période, le total du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché s'est établi à 4 milliards de dollars.

(en millions de dollars)	2005	2004
Produits		
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et le rabais associé à la limite de revenus	6 949	6 072
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(412)	(1 154)
Rabais associé à la limite de revenus	(739)	-
	5 798	4 918
Bénéfice		
Bénéfice (perte) avant dépréciation des actifs à long terme, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	823	(38)
Dépréciation des actifs à long terme	265	-
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	558	(38)
Charge (recouvrement) d'impôts	118	(80)
Bénéfice avant élément extraordinaire	440	42
Élément extraordinaire	74	-
Bénéfice net	366	42
Production d'électricité (TWh)	108,5	105,0
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie d'exploitation	1 201	226

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le bénéfice net s'est établi à 366 millions de dollars, comparativement à un bénéfice net de 42 millions de dollars en 2004, soit une augmentation du bénéfice de 324 millions de dollars. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices et un élément extraordinaire pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 558 millions de dollars comparativement à une perte de 38 millions de dollars en 2004, soit une augmentation de 596 millions de dollars. Au cours de 2005, OPG a inscrit une perte extraordinaire non récurrente de 74 millions de dollars pour refléter l'incidence de l'adoption d'une comptabilisation des activités à tarifs réglementés à l'égard des impôts sur les bénéfices le 1^{er} avril 2005.

Un sommaire des facteurs ayant eu une incidence sur les résultats d'OPG pour 2005 comparativement à 2004, avant impôts, est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars, avant impôts)

Perte avant impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004		(38)
Variation de la marge brute		
Augmentation des prix de vente de l'électricité après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et le rabais associé à la limite de revenus		662
Variation de la production d'électricité par secteur :		
Production nucléaire réglementée		138
Production hydroélectrique réglementée		(14)
Production hydroélectrique non réglementée		(116)
Production d'origine fossile non réglementée		62
Autres variations de la marge brute		4
		736
Diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la remise en service de Pickering A en raison du report de coûts autres qu'en capital en 2005 à titre d'actif réglementé		267
Augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en raison de la radiation de stocks par suite de la non-remise en service des unités 2 et 3 de la centrale Pickering A		(57)
Augmentation de la maintenance et des réparations des actifs nucléaires		(101)
Désactualisation des charges de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi		(47)
Accroissement du bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires		68
Autres variations nettes		(5)
Augmentation du bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire, excluant la dépréciation des actifs à long terme		861
Dépréciation des unités 2 et 3 de la centrale Pickering A		(63)
Dépréciation de la centrale Lennox		(202)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005		558

Le bénéfice pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 a été grandement touché par une augmentation de la marge brute des ventes d'électricité, principalement en raison de prix de vente moyens plus élevés comparativement à 2004. L'augmentation des prix de vente moyens d'OPG a été en partie attribuable à des prix moyens du marché au comptant de l'Ontario plus élevés, qui ont eu une incidence sur le revenu tiré des actifs de production non réglementée d'OPG, et à la mise en application de prix réglementés et d'autres changements réglementaires connexes en date du 1^{er} avril 2005. La hausse des prix du marché au comptant a découlé principalement d'une demande plus importante pendant une période prolongée de températures estivales très élevées et de l'incidence de prix plus élevés du gaz naturel sur les prix de l'électricité. La production d'électricité plus importante en 2005 comparativement à 2004, en raison d'une demande accrue et de l'amélioration de la performance des centrales, a aussi contribué à la hausse de la marge brute.

L'augmentation du bénéfice de 2005 est aussi attribuable à une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par suite du report de coûts autres qu'en capital liés au projet de remise en service de Pickering A, depuis le 1^{er} janvier 2005, comme il est exigé par un règlement

conformément à la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*.

L'incidence favorable de ces modifications a été en partie contrebalancée par une perte de valeur de la centrale Lennox d'OPG de 202 millions de dollars avant impôts. Il a été établi que la centrale Lennox, à titre de centrale à coûts variables relativement élevés, ne serait pas en mesure de recouvrer ses charges d'exploitation fixes et sa valeur comptable sur le marché de l'électricité de gros dans l'avenir. En raison de ces facteurs, OPG avait entamé des discussions avec le gouvernement de la Province, prévoyant conclure un arrangement contractuel pour le recouvrement des coûts d'exploitation fixes annuels et la valeur comptable de la centrale Lennox. OPG a par la suite été avisée par celui-ci, au cours du premier trimestre de 2005, qu'il continuerait d'appuyer OPG dans la négociation d'un arrangement qui permettrait le recouvrement des coûts d'exploitation fixes, mais qu'il n'appuierait pas un arrangement qui permettrait le recouvrement de la valeur comptable de la centrale Lennox. En raison de ce changement de circonstance, OPG a inscrit une perte de valeur. Depuis, OPG a négocié un contrat avec la SIERÉ, en vertu des règles du marché, pour recouvrer ses coûts d'exploitation pour une période d'un an se terminant le 30 septembre 2006. Le contrat avec la SIERÉ a été soumis pour approbation à la CEO.

OPG a inscrit une perte de valeur de 63 millions de dollars au cours de 2005 relativement aux unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A, en raison de la décision d'OPG de ne pas procéder à la remise en service de ces unités. Compte tenu de l'étendue du travail de remise à neuf, des coûts et des risques liés à la remise en service de ces deux unités, et de l'accent mis par la Société sur l'amélioration du rendement de ses autres unités nucléaires, le conseil d'administration d'OPG a décidé que, bien que la remise en service soit possible sur le plan technique, la remise en service de ces unités n'était pas justifiée sur le plan commercial. La perte de valeur représentait la valeur comptable de ces deux unités, y compris la construction en cours de ces deux unités. En plus de la perte de valeur liée à ces deux unités, OPG a inscrit des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 57 millions de dollars relativement à la radiation des stocks jugés excédentaires ou inutilisables en raison de la décision de ne pas procéder à la remise en service des unités 2 et 3.

La Société a aussi engagé des coûts de maintenance et de réparations des actifs nucléaires plus importants en 2005 par rapport à 2004 relativement à l'amélioration continue de la fiabilité des centrales, et a constaté une augmentation de la charge de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, principalement en raison de modifications dans les hypothèses économiques.

Le bénéfice de 2005 a aussi subi l'incidence de l'adoption de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés à l'égard des impôts sur les bénéfices pour les secteurs à tarifs réglementés de l'entreprise, ainsi que des modifications des positions fiscales. Depuis le 1^{er} avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices se rapportant aux secteurs à tarifs réglementés de l'entreprise selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs liés à ces secteurs ne sont pas constatés dans la mesure où ces impôts futurs doivent être recouverts dans les tarifs réglementés facturés aux clients dans le futur. Par conséquent, au cours de 2005, OPG n'a pas inscrit une charge d'impôts futurs pour les secteurs à tarifs réglementés de 157 millions de dollars, qui aurait été inscrite si OPG avait comptabilisé les impôts futurs des secteurs à tarifs réglementés selon la méthode axée sur le bilan. Dans le cadre de la transition, OPG a aussi éliminé un solde net d'actif d'impôts sur les bénéfices futurs de 74 millions de dollars lié aux secteurs à tarifs réglementés et a inscrit une perte extraordinaire non récurrente correspondante.

Au cours de 2005, OPG a inscrit une charge d'impôts sur les bénéfices de 50 millions de dollars afin de tenir compte d'une modification dans les impôts à payer liée à certaines positions fiscales que la Société a adoptées au cours des périodes antérieures. La responsabilité de ces paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés et de l'impôt sur le capital à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIÉO») incombe à OPG. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et sont modifiés conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité* et aux règlements connexes.

En 2004, la charge d'impôts d'OPG a été touchée par une réduction de 93 millions de dollars de la provision pour moins-value des actifs d'impôts futurs qui avait antérieurement été établie, ce qui a entraîné une réduction de la charge d'impôts de 2004, qui ne s'est pas reproduite en 2005.

Prix de vente moyens

Les prix de vente moyens d'OPG par secteur d'activité, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus pour la période du 1^{er} avril 2005 au 31 décembre 2005, et déduction faite de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché jusqu'à la mise en application de la réglementation des tarifs le 1^{er} avril 2005, se présentent comme suit :

(¢/kWh)	2005	2004
Production nucléaire réglementée ¹	4,7	4,1
Production hydroélectrique réglementée ¹	4,1	4,1
Production hydroélectrique non réglementée ²	5,2	4,1
Production d'origine fossile non réglementée ²	5,5	4,2
Prix moyen d'OPG	4,9	4,1

1. Au cours de la période ayant commencé le 1^{er} avril 2005, la production d'électricité des centrales du secteur Production nucléaire réglementée a obtenu un prix fixe de 4,95 ¢/kWh. Au cours de la même période, la production d'électricité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a obtenu un prix fixe de 3,3 ¢/kWh pour les premiers 1 900 MWh de production pour toute heure, et le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario pour la production excédant ce seuil.
2. Au cours de la période ayant commencé le 1^{er} avril 2005, une tranche de 85 % de la production d'électricité des centrales non réglementées, excluant la centrale Lennox et d'autres volumes sous contrats, a été assujettie à une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 4,7 ¢/kWh.

Le prix de vente moyen d'OPG était de 4,9 ¢/kWh en 2005 comparativement à 4,1 ¢/kWh en 2004. Le prix de vente moyen d'OPG a été grandement inférieur au prix horaire moyen pondéré de l'électricité en Ontario de 7,2 ¢/kWh en 2005 en raison des prix réglementés et du rabais associé à la limite de revenus.

Au cours de 2005, OPG a inscrit un montant de 739 millions de dollars lié au rabais associé à la limite de revenus et de 412 millions de dollars lié au rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, comparativement à un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché de 1 154 millions de dollars en 2004.

Production d'électricité

L'électricité produite par les centrales d'OPG au cours de 2005 s'est établie à 108,5 TWh comparativement à 105,0 TWh en 2004. L'augmentation de la production s'explique principalement par une hausse de la demande d'électricité et l'amélioration de la performance des centrales alimentées au combustible fossile et des centrales nucléaires. L'augmentation de la production a été annulée en partie par une réduction de la production d'énergie hydroélectrique causée par la baisse des niveaux de l'eau.

Les résultats d'OPG subissent l'incidence des variations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. La période prolongée de températures estivales élevées, en 2005, a entraîné un accroissement important du nombre de degrés-jours de réfrigération. Le tableau qui suit présente une comparaison des degrés-jours de chauffage et de réfrigération.

	2005	2004
Degrés-jours de chauffage ¹		
Total pour l'exercice	3 749	3 751
Moyenne sur dix exercices	3 704	3 731
Degrés-jours de réfrigération ²		
Total pour l'exercice	551	233
Moyenne sur dix exercices	356	336

1. Les degrés-jours de chauffage représentent la somme des écarts entre les températures quotidiennes moyennes inférieures à 18° C et 18° C pour chaque jour au cours de la période, mesurées à l'Aéroport international Pearson à Toronto.

2. Les degrés-jours de réfrigération représentent la somme des écarts entre les températures quotidiennes moyennes supérieures à 18° C et 18° C pour chaque jour au cours de la période, mesurées à l'Aéroport international Pearson à Toronto.

Flux de trésorerie d'exploitation

En 2005, les flux de trésorerie d'exploitation se sont établis à 1 201 millions de dollars en regard de 226 millions de dollars en 2004, ce qui représente une amélioration de 975 millions de dollars. La variation positive des flux de trésorerie est principalement attribuable à la hausse des produits et du bénéfice par rapport à 2004 et à la baisse des paiements liés aux rabais en 2005. Les rabais associés à la limite de revenus, totalisant 739 millions de dollars en 2005, n'ont pas à être versés avant 2006. Les variations favorables ont été en partie annulées par l'augmentation des cotisations de retraite en 2005.

Remise en service de l'unité 1 de la centrale Pickering A

Des travaux de construction majeurs pour la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A ont commencé en juillet 2004. La phase de construction du projet a été achevée en juillet 2005, avec le retrait de l'unité 1 de l'état d'arrêt garanti. Le 26 septembre 2005, l'unité 1 a été synchronisée avec le réseau d'électricité provincial, permettant le transport d'électricité entre l'unité et les consommateurs ontariens pour la première fois depuis décembre 1997.

En novembre 2005, OPG a annoncé que l'unité était prête à fonctionner de façon commerciale et a informé la SIERÉ que l'unité était prête à approvisionner le marché ontarien, ajoutant 515 MW à la capacité de base en Ontario. Le projet représentait un défi en raison de la complexité de sa construction, nécessitant plus de 1,9 million d'heures de travail et la participation de près de 3 000 travailleurs pendant la période d'activité la plus intense.

Au cours de la phase de travaux de construction majeurs de l'unité 1 de la centrale Pickering A, le calendrier et les coûts liés à l'achèvement du projet ont subi l'incidence de la découverte de l'amincissement des parois de conduites d'alimentation à des endroits qui n'avaient pas été décelés précédemment. Il a donc été nécessaire d'effectuer des inspections additionnelles et de remplacer des conduites d'alimentation, ce qui n'était pas prévu dans l'étendue initiale du projet et les coûts estimatifs. De plus, ces problèmes de conduite ont entraîné l'arrêt de l'unité 4 de la centrale Pickering A. Les ressources ont été retirées de l'unité 1 et affectées à l'unité 4 pour traiter le problème et effectuer d'autres travaux d'interruption, ce qui a aussi contribué à prolonger le calendrier du projet de l'unité 1. Les coûts liés au programme d'inspection et de remplacement des conduites d'alimentation ainsi qu'à la prolongation du calendrier se sont établis à environ 20 millions de dollars.

Au 31 décembre 2005, le total des dépenses cumulatives pour la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A s'est établi à 994 millions de dollars, excluant l'incidence sur les coûts de l'inspection et du remplacement des conduites d'alimentation, et la réaffectation des ressources à l'unité 4.

Faits nouveaux

Bruce Power

En octobre 2005, la Province et Bruce Power ont annoncé une entente de remise à neuf de la centrale nucléaire Bruce A. En vertu de cette entente, Bruce Power remettra à neuf et en service les unités 1 et 2, remettra à neuf l'unité 3 lorsqu'elle atteindra la fin de sa durée de vie utile actuelle et procédera au remplacement des générateurs de vapeur de l'unité 4. Les unités Bruce A ont été mises hors service entre 1995 et 1998 en raison d'une décision de l'ancienne Ontario Hydro.

En 2001, Bruce Power a conclu une entente de location avec OPG à l'égard des centrales nucléaires Bruce A et B, qui sont détenues par OPG. Certaines des modalités de l'entente de location de 2001 ont été modifiées en 2003 lorsque British Energy s'est retirée du partenariat par suite d'insolvabilité. Selon les modalités de l'entente de location de 2003, une remise en service de toute unité de Bruce A entraînerait le paiement d'un loyer annuel de 25,5 millions de dollars par unité (en dollars de 2002, indexés selon l'indice des prix à la consommation («IPC»). Dans le cadre de l'entente conclue en octobre 2005 entre la Province et Bruce Power, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire de la part de la Province ordonnant au conseil d'administration d'OPG d'accepter certains avenants à l'entente de location. Ces avenants comprenaient une

modification aux dispositions relatives à la cession de la participation de Bruce Power dans le site ainsi qu'une réduction du loyer annuel à l'égard de trois des quatre unités de Bruce A remises à neuf à 5,5 millions de dollars par unité (en dollars de 2002, indexés selon l'IPC), après l'achèvement des remises à neuf futures prévues. Ces avenants à l'entente de location auront une incidence sur OPG lorsque les unités 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce A seront remises en service, et lorsque l'unité 3 sera remise à neuf à la fin de sa durée de vie utile actuelle. D'autres modifications aux arrangements actuels ont été apportées pour tenir compte de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer à la remise à neuf de la centrale nucléaire Bruce A.

Rapport de l'Organisation de gestion des déchets nucléaires

En novembre 2005, l'Organisation de gestion des déchets nucléaires (l'«OGDN») a soumis son rapport et ses recommandations à l'égard de l'entreposage à long terme du combustible nucléaire irradié au ministre des Ressources naturelles. L'OGDN a présenté les quatre options suivantes : évacuation en couches géologiques profondes dans le Bouclier canadien, entreposage sur des sites de réacteurs nucléaires, entreposage à long terme à une installation centralisée, et approche de gestion adaptative. L'OGDN a recommandé une approche de gestion adaptative dont les caractéristiques clés sont les suivantes : confinement et isolement centralisés ultimes du combustible nucléaire irradié dans une formation géologique appropriée; prise de décision progressive et adaptative qui est souple pour permettre l'accommodement aux changements à mesure qu'ils se produisent; entreposage facultatif près de la surface sur le site central avant la mise en dépôt; surveillance continue; provision pour reprise des déchets et participation des citoyens. Le gouvernement fédéral décidera quelle méthode de gestion devra être suivie.

Recommandations de l'Office de l'électricité de l'Ontario à l'égard des sources d'approvisionnement en électricité en Ontario

En décembre 2005, l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'«OEO») a présenté ses recommandations au ministre de l'Énergie sur les options à l'égard du développement futur du réseau d'électricité ontarien jusqu'en 2025. Les recommandations tiennent compte des priorités du gouvernement en matière de création d'une culture de préservation, de préférence pour les sources renouvelables d'énergie, et le remplacement des centrales alimentées au charbon pour des raisons environnementales et de santé. L'OEO a consulté un certain nombre d'intervenants clés, y compris OPG.

Le rapport indique que la conservation et les nouvelles sources renouvelables seront plus que suffisantes pour satisfaire à la demande croissante d'électricité en Ontario d'ici 2025. Toutefois, ces facteurs ne combleraient pas la perte liée à la mise hors service d'autres sources d'approvisionnement. Pour combler la perte de capacité liée à la mise hors service d'autres sources d'approvisionnement, la production alimentée au gaz devrait jouer un rôle ciblé, mais crucial, et la part de la production nucléaire dans l'approvisionnement total en Ontario devrait être maintenue à son niveau actuel au moyen de la remise à neuf des unités existantes, de la reconstruction sur les sites existants et de la construction de centrales suivant un modèle d'architecture de participation. Les recommandations de l'OEO prévoient l'augmentation de la part des sources renouvelables dans la composition de l'approvisionnement en Ontario, le maintien de la part de la production nucléaire, et le remplacement du charbon par l'augmentation de la part de la production alimentée au gaz et des ressources renouvelables. Le gouvernement procède actuellement à l'étude du rapport et à l'évaluation des recommandations.

Perspectives à l'égard du bénéfice

Les perspectives d'OPG à l'égard du bénéfice devraient continuer de s'améliorer en 2006 en raison de la mise en application des modifications réglementaires qui sont entrées en vigueur le 1^{er} avril 2005 et des améliorations continues de la performance des centrales. Le bénéfice tiré des activités réglementées continuera de refléter la mise en application des prix réglementés liés à la plupart des installations hydroélectriques de base et à la totalité des installations nucléaires d'OPG. Le bénéfice tiré des activités non réglementées reflètera les limites de revenus appliquées à une tranche importante de la production des actifs non réglementés d'OPG, qui sont plus élevées que la limite antérieurement prévue par l'entente d'atténuation de l'emprise sur le marché.

En outre, le bénéfice futur d'OPG devrait subir l'incidence d'un certain nombre de facteurs, y compris la fermeture de ses centrales alimentées au charbon et l'incidence des prix réglementés établis par la CEO.

Vision, activités de base et stratégie

Le mandat d'OPG est de produire de l'électricité de façon rentable au moyen de ses actifs de production diversifiés, en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan environnemental. OPG et son unique actionnaire, la Province, ont conclu une entente relativement à ce mandat au cours du troisième trimestre de 2005. Le mandat d'OPG comprend les objectifs stratégiques suivants :

- OPG exploitera ses actifs de production nucléaire, hydroélectrique et à combustible fossile existants le plus efficacement et de la façon la plus rentable qui soit, dans les cadres législatifs et réglementaires fédéraux et provinciaux, et d'une façon qui atténuera le risque financier et opérationnel de la Province.
- L'objectif clé d'OPG en matière d'énergie nucléaire sera la réduction de l'exposition de la Province au risque se rapportant à son investissement dans des centrales nucléaires en général et, en particulier, la remise à neuf d'unités plus anciennes, tout en poursuivant l'exploitation avec un degré élevé de vigilance à l'égard de la sécurité nucléaire.
- OPG cherchera, de manière continue, à améliorer ses activités de production nucléaire et ses services internes, et comparera sa performance dans ces domaines à celle des centrales nucléaires CANDU dans le monde et des producteurs d'électricité nucléaires privés et publics qui figurent dans le premier quartile en Amérique du Nord. La première priorité opérationnelle d'OPG sera d'améliorer l'exploitation de son parc nucléaire existant.
- OPG continuera d'exploiter son parc à combustible fossile, y compris les centrales alimentées au charbon, conformément aux principes commerciaux normaux qui tiennent compte de la politique du gouvernement à l'égard du remplacement des centrales alimentées au charbon et reconnaissent le rôle que les centrales à combustible fossile jouent sur le marché ontarien de l'électricité.
- Relativement à l'investissement dans de nouvelles capacités de production, OPG mettra l'accent sur la capacité hydroélectrique. OPG cherchera à élargir, à développer et à améliorer sa capacité de production hydroélectrique en agrandissant et en redéveloppant ses sites existants de même qu'en réalisant de nouveaux projets lorsqu'il est possible de le faire. OPG fera ces investissements par l'intermédiaire de partenariats ou seule, comme il conviendra.
- OPG exercera ses activités conformément aux normes d'affaires les plus élevées, y compris, sans s'y limiter, en ce qui a trait à la gouvernance d'entreprise, à la responsabilité sociale, à l'engagement social et à la gérance environnementale, en tenant compte de la politique du gouvernement relative au remplacement des centrales alimentées au charbon.

Pour remplir son mandat et atteindre ses objectifs stratégiques, OPG met l'accent sur les quatre stratégies suivantes : améliorer la performance des actifs de production au moyen d'efficacités de production et d'une fiabilité accrue; augmenter sa capacité

de production; atteindre l'excellence en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gérance environnementale; et gérer efficacement ses coûts.

Améliorer la performance des actifs de production

Actifs de production nucléaire

L'objectif stratégique d'OPG est d'exploiter les centrales Darlington et Pickering A et B de manière sécuritaire, efficace et rentable, tout en consentant des investissements prudents dans l'amélioration de leur fiabilité et de leur prévisibilité. Pour atteindre cet objectif, des programmes ont été mis en œuvre et des mesures ont été prises. Ces programmes et ces mesures permettront de continuer d'améliorer la performance en matière de sécurité, de réduire les indisponibilités fortuites au moyen d'améliorations de la fiabilité de l'équipement, d'optimiser les indisponibilités prévues, de réduire les retards de maintenance, d'atténuer les risques technologiques au moyen d'inspections et de programmes d'essai complets, de mettre l'accent sur les coûts énergétiques des unités de production, et de traiter des questions de planification des ressources.

En août 2005, OPG a décidé d'affecter ses ressources et son expertise à la maximisation de la performance de ses dix unités nucléaires existantes, plutôt que de procéder à la remise à neuf des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A. Par conséquent, OPG a entamé le processus de mise en entreposage sécuritaire des unités 2 et 3 de Pickering.

Actifs de production hydroélectrique

L'objectif stratégique d'OPG est d'optimiser la production de ses actifs de production hydroélectrique existants. Pour continuer à optimiser la production, des programmes sont instaurés dans le but de remplacer l'équipement vieillissant, d'automatiser le matériel de contrôle désuet, d'accélérer la modernisation des roues de turbine et de rehausser la disponibilité au moyen de pratiques de maintenance améliorées. Ces programmes permettront d'augmenter la capacité, de prolonger la durée de vie utile et de réduire les coûts d'exploitation et de maintenance à long terme.

Actifs de production à combustible fossile

L'objectif stratégique d'OPG, en tenant compte de la politique de remplacement des centrales alimentées au charbon du gouvernement, est de maintenir la capacité de production de ses installations alimentées au charbon tout en continuant de les exploiter d'une manière responsable sur le plan environnemental. Pour atteindre cet objectif, des programmes ont été mis en œuvre et des mesures ont été prises afin d'agir sur l'incidence de l'augmentation des démarrages et des arrêts des unités, en partie causée par le rôle que jouent les centrales à combustible fossile à titre d'installations à capacité intermédiaire et à capacité de pointe, d'assurer la conformité continue aux exigences environnementales, et de retenir le personnel compétent pour continuer à exploiter les unités jusqu'à leur fermeture.

En octobre 2005, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire de la part de la Province ordonnant au conseil d'administration d'OPG de convertir la centrale Thunder Bay en centrale alimentée au gaz naturel. Aux termes de la déclaration, la Province établira des mécanismes appropriés de recouvrement

des coûts, qui prendront en compte des dépenses en capital et en développement initiales, les charges d'exploitation permanentes et un rendement approprié pour OPG. Les mécanismes de recouvrement sont nécessaires pour assurer qu'OPG est en mesure de comptabiliser les coûts de conversion comme un actif. Le projet devrait être achevé d'ici décembre 2007.

Augmenter la capacité de production d'OPG

La stratégie d'OPG à l'égard de l'augmentation de sa capacité de production est d'étendre, de développer et d'améliorer sa capacité de production hydroélectrique par l'agrandissement et le redéveloppement de ses sites existants, de même que par la réalisation de nouveaux projets lorsqu'il est possible de le faire. OPG fera ces investissements seule ou par l'intermédiaire de partenariats.

Tunnel de Niagara

En juin 2004, OPG a annoncé, avec l'appui du gouvernement, la décision de procéder à la construction d'un nouveau tunnel de déviation de cours d'eau afin d'accroître la quantité d'eau arrivant aux turbines existantes des centrales Sir Adam Beck à Niagara. Grâce à ce tunnel, les centrales Beck utiliseront plus efficacement l'eau disponible, ce qui devrait, en moyenne, accroître la production annuelle d'environ 1,6 TWh. OPG a entamé un processus ouvert, concurrentiel et international pour choisir l'entrepreneur gagnant, et trois sociétés préqualifiées ont soumis des propositions détaillées de conception-construction en mai 2005. Par suite de l'approbation du conseil d'administration d'OPG et de l'approbation du cabinet de financer le projet par l'intermédiaire de la SFIEO, OPG a accordé un contrat à Strabag AG en août 2005 pour la conception et la construction du tunnel de 10,4 kilomètres et des installations connexes. La valeur du contrat de conception-construction est d'environ 600 millions de dollars, et le coût du projet devrait totaliser environ 985 millions de dollars.

Les travaux de préparation du site ont commencé en septembre 2005. Le dynamitage pour le canal de restitution a commencé en décembre 2005 et devrait se poursuivre jusqu'en avril 2006. L'achèvement du projet est prévu pour la fin de 2009. Le projet se déroule actuellement selon le calendrier et les coûts prévus, et les dépenses totalisaient 82 millions de dollars en décembre 2005.

Lac Seul

En décembre 2005, le conseil d'administration d'OPG a approuvé un projet de 47 millions de dollars visant la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 12,5 MW sur English River, juste à l'est de la centrale existante Ear Falls d'OPG, située à 370 kilomètres au nord-est de Thunder Bay, en Ontario. La nouvelle centrale du Lac Seul utilisera une grande partie du déversement provenant actuellement de la centrale existante Ear Falls, ce qui augmentera donc l'ensemble de la rentabilité, de la capacité et de l'énergie produite à partir de cet emplacement. Un contrat de conception-construction a été octroyé à SNC Lavalin Power Ontario Inc. La construction a commencé en janvier 2006, et la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2007. Au 31 décembre 2005, environ 3 millions de dollars avaient été engagés, ce qui comprend l'ingénierie, les approbations environnementales et l'analyse géotechnique.

Autres projets hydroélectriques

En plus des projets hydroélectriques du tunnel de Niagara et du Lac Seul, OPG étudie la faisabilité du développement d'un certain nombre de projets hydroélectriques possibles dans le nord de l'Ontario.

Remise en service de l'unité 1 de la centrale Pickering A

En novembre 2005, OPG a déclaré que l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A était disponible sur le plan commercial et a informé la SIERÉ que l'unité était disponible pour la répartition sur le marché ontarien, ajoutant 515 MW de capacité de base en Ontario.

Portlands Energy Centre

OPG a créé un partenariat avec TransCanada Energy Ltd. («TransCanada»), appelé Portlands Energy Centre L.P. («PEC»), afin de poursuivre le développement d'une centrale alimentée au gaz naturel, à cycle combiné, de 550 MW sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn, près du centre-ville de Toronto. La centrale permettrait de répondre aux besoins croissants en énergie du centre-ville de Toronto. Dans ses perspectives sur 18 mois publiées en décembre 2005, la SIERÉ a établi que Toronto risque de subir des interruptions de service intermittentes au cours des deux prochaines années à moins que des mesures urgentes ne soient prises pour installer de la nouvelle puissance.

Le ministère de l'Énergie a indiqué qu'il publiera une directive distincte à l'intention de l'OEO afin de fournir au centre-ville de Toronto jusqu'à 600 MW d'électricité. PEC a l'intention de participer à ce processus d'approvisionnement.

Atteindre l'excellence en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gérance environnementale

Un autre objectif stratégique d'OPG est d'exercer ses activités conformément aux normes d'affaires les plus élevées, y compris, sans s'y limiter, aux normes relatives à la gouvernance d'entreprise, à la sécurité et au développement durable, en tenant compte de la politique du gouvernement relative au remplacement des centrales alimentées au charbon.

Gouvernance

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de personnes ayant de solides compétences en gestion et restructuration de grandes entreprises, en gestion et exploitation de centrales nucléaires, en gestion de sociétés hautement capitalistiques, et en surveillance des relations avec les organismes de réglementation et les gouvernements, et des relations publiques. Le conseil a établi un certain nombre de comités appelés à se pencher sur des questions cruciales à la réussite de la Société.

L'approche d'OPG en matière de gouvernance d'entreprise consiste à améliorer sans cesse les politiques et les procédures utilisées pour gérer la Société afin d'augmenter la valeur pour l'actionnaire et d'assurer la viabilité financière. OPG continue de mettre en œuvre des mesures visant l'amélioration des pratiques de gouvernance d'entreprise conformément aux exigences réglementaires existantes de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario («CVM»), dans le but de renforcer la Société. Ces mesures sont décrites dans la section portant sur la gouvernance d'entreprise aux pages 52 à 55.

Sécurité

OPG s'engage à atteindre une excellente performance en matière de sécurité, s'efforçant de s'améliorer continuellement dans le but de réduire au minimum les blessures. Un objectif primaire est d'atteindre l'excellence en matière de sécurité à l'égard du personnel et du public au moyen de l'élaboration et de la mise en œuvre de systèmes de gestion de la sécurité en bonne et due forme, de programmes d'atténuation de risques ciblés et de l'engagement de la Société à l'égard de la sécurité. La surveillance et la communication continues fournissent à la direction de l'information sur l'efficacité des mesures de gestion de la sécurité, sur la conformité aux exigences des lois et de l'entreprise et sur l'évolution de la performance en matière de sécurité. Les activités de surveillance comprennent les vérifications internes et externes des systèmes de gestion de la sécurité, les vérifications des codes de protection du travail et les évaluations précises du risque en matière de sécurité opérationnelle. OPG dispose aussi d'un système rigoureux de gestion des incidents, qui exige que tous les incidents, y compris les accidents évités de justesse, soient rapportés et fassent l'objet d'une enquête, et que des plans de mesures correctives soient élaborés afin d'éviter qu'ils ne se répètent.

Un programme de gestion à l'intention des entrepreneurs a été mis en application afin d'assurer que ces derniers contribuent à notre solide culture en matière de sécurité et maintiennent un niveau de sécurité égal à celui des employés d'OPG. Des mesures ont été prises pour traiter des questions concernant la sécurité des jeunes travailleurs au sein d'OPG et des collectivités dans lesquelles nous exerçons nos activités. L'engagement à l'égard de la sécurité du public constitue un aspect important de l'exploitation de nos centrales, y compris les normes établies dans le domaine de la sécurité des voies navigables publiques.

En 2005, OPG a été le premier et unique récipiendaire du Gold Award de l'Association ontarienne de sécurité des services publics et électriques («AOSSPE») en reconnaissance des systèmes efficaces de gestion de la sécurité et d'une solide culture en matière de sécurité au sein de la Société. Cette reconnaissance a été attribuée par suite d'une évaluation détaillée, par l'AOSSPE, des systèmes de gestion de la sécurité d'OPG et d'entretiens avec les membres du personnel de la Société.

OPG mesure sa performance en matière de sécurité principalement au moyen de deux indicateurs, soit le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures. Le taux de gravité des accidents est une mesure qui correspond au nombre de jours perdus en raison de blessures. En 2005, OPG a atteint un taux de 2,03 jours perdus par tranche de 200 000 heures travaillées. Le taux d'accidents avec blessures donne une mesure de la fréquence des blessures entraînant du temps perdu ou nécessitant des soins médicaux. En 2005, OPG a atteint un taux de 1,33 blessure par tranche de 200 000 heures travaillées. Le taux de gravité des accidents et le taux d'accidents avec blessures d'OPG continuent de se situer dans le quartile le plus élevé (moyenne pour 2002-2004) fixé par l'Association canadienne de l'électricité.

Développement durable

La politique de développement durable d'OPG énonce qu'OPG appliquera les principes du développement durable à la production et à la vente d'électricité. OPG est déterminée à réduire au minimum l'incidence de nos activités sur l'environnement, à exploiter nos installations de manière sécuritaire, fiable et responsable, et à être un membre engagé et productif des collectivités qui nous accueillent. Les activités de développement durable d'OPG peuvent être divisées en deux catégories : gérance environnementale et responsabilité sociale de l'entreprise.

Gérance environnementale

La politique de développement durable d'OPG engage cette dernière à se conformer à toutes les exigences légales applicables et à tous les engagements environnementaux volontaires. D'autres objectifs comprennent l'intégration de facteurs environnementaux dans la planification des activités et la prise de décision, l'application du principe de prudence dans l'évaluation des risques pour la santé et pour l'environnement, et le maintien, dans notre réseau de production, de systèmes de gestion environnementaux conformes à la norme ISO 14001. De plus amples renseignements sur les émissions dans l'environnement et la conformité aux lois environnementales sont inclus dans la section Gestion des risques – Risque lié à l'environnement.

OPG utilise un certain nombre d'indicateurs de la performance pour contrôler la performance sur le plan environnemental, y compris l'anhydride sulfureux («SO₂») et l'oxyde d'azote («NO_x»). En 2005, les émissions de gaz acides (SO₂ et NO_x) se sont établies à 139 gigagrammes (Gg), comparativement à 143 Gg en 2004. La réduction des émissions est principalement attribuable à l'amélioration de la performance du matériel de réduction catalytique sélective installé dans les centrales à combustible fossile Nanticoke et Lambton et à l'utilisation d'un combustible à teneur moins élevée en soufre dans les centrales à combustible fossile d'OPG, bien que les volumes de production des centrales à combustible fossile aient été plus élevés en 2005.

Responsabilité sociale de l'entreprise

L'amélioration de la qualité de vie des collectivités au sein desquelles les sociétés exercent leurs activités est une responsabilité sociale et représente une attente de la part des collectivités. OPG s'engage à être une entreprise citoyenne active et de qualité en renforçant ses relations avec les collectivités qu'elle dessert et les collectivités qui accueillent le réseau de production d'OPG. À l'échelle de la Société, de même qu'au moyen des actions de ses employés, OPG joue un rôle important au sein des collectivités locales en offrant du temps et des ressources. Le programme d'engagement social fournit un appui financier et en nature à des organismes de bienfaisance enregistrés ainsi qu'à des organismes environnementaux, éducatifs et communautaires sans but lucratif dont les actions reflètent les valeurs d'OPG. Les employés donnent des fonds dans le cadre d'une campagne de bienfaisance annuelle ainsi que leur temps, leurs connaissances et leur énergie au moyen de nombreuses activités bénévoles personnelles.

Gérer efficacement les coûts

Les objectifs stratégiques d'OPG comprennent l'exploitation de ses actifs de production de la manière la plus rentable qui soit, y compris le soutien fourni par la Société et les unités économiques à ces actifs de production. OPG a commencé à mettre en œuvre diverses mesures visant à mieux définir et gérer les coûts, qui s'ajoutent aux stratégies ayant pour but d'améliorer la performance des actifs de production. Ces mesures comprennent une évaluation des coûts par activité des activités et des processus dans le domaine de l'énergie nucléaire; une analyse comparative avec les normes en vigueur au sein de l'industrie; un examen complet de la gestion de projet visant à mieux intégrer la planification de projet, l'estimation et le suivi des coûts et l'établissement du calendrier liés à un projet; un examen continu des occasions d'approvisionnement efficace en combustible, particulièrement en ce qui a trait aux centrales à combustible fossile; une mise en adéquation des actifs de production et des activités axées sur la technologie et un examen de la répartition du coût complet pour améliorer la gestion de ces installations; des modifications aux modalités de paiement des fournisseurs pour améliorer les flux de trésorerie; une consolidation des fonctions de soutien des activités restructurées des marchés de l'énergie; et des mesures d'amélioration clés visant à rationaliser les services de technologie de l'information et à gérer les coûts connexes.

Capacité de produire des résultats

Sources de financement et liquidités

La situation financière d'OPG s'est améliorée par suite de la mise en application des modifications réglementaires présentées en 2005. De plus, en 2005, OPG a obtenu un financement affecté aux projets de tunnel de Niagara et de centrale de Thunder Bay ainsi qu'un soutien financier à long terme additionnel de son actionnaire, la Province, sous la forme d'une dette à long terme, selon des modalités et des taux en vigueur sur le marché.

Le financement externe est principalement composé d'une facilité de crédit syndiquée bancaire selon laquelle OPG émet des papiers commerciaux pour financer ses besoins à court terme et d'un certain nombre d'arrangements financiers conclus avec l'actionnaire d'OPG. OPG dispose du fonds de roulement et des ressources financières nécessaires pour respecter ses obligations et ses engagements de 2006. La liquidité d'OPG est restreinte par les rabais associés à la limite de revenus imposée aux activités non réglementées d'OPG et qui, d'après une annonce récente du gouvernement, seront prolongés pour une période de trois ans.

Actifs de production

OPG continue de mettre l'accent sur le maintien et l'amélioration de la performance de ses centrales.

OPG a augmenté la capacité de production de ses centrales hydroélectriques, a prolongé leur durée de vie utile et a diminué les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au moyen d'investissements en capital importants visant le remplacement de matériel vieillissant, la modernisation des roues de turbines et l'automatisation des centrales, et le

rehaussement des procédés de maintenance. Des programmes ont été mis en œuvre pour améliorer davantage les centrales hydroélectriques, qui sont déjà exploitées avec un degré élevé d'efficacité et de fiabilité.

OPG prend des mesures qui amélioreront la fiabilité et la prévisibilité de chacune des centrales nucléaires. Ces mesures sont conçues pour tenir compte d'exigences technologiques et de risques précis à chacune des centrales nucléaires d'OPG. La centrale nucléaire Darlington est la centrale la plus récemment construite et affiche le plus haut degré de fiabilité. Les deux unités d'exploitation de la centrale nucléaire Pickering A ont récemment été remises à neuf et sont en bonne condition matérielle. Des programmes sont en cours à la centrale nucléaire Pickering B pour atténuer les risques technologiques et améliorer sa condition et sa performance. La performance de la centrale nucléaire Pickering B s'est améliorée en 2005 comparativement à sa performance des derniers exercices.

OPG continuera de maintenir la fiabilité et la capacité de production de ses centrales alimentées au charbon jusqu'à leur date prévue de fermeture.

OPG dispose d'un certain nombre de sites possibles pour la mise en valeur de nouveaux actifs de production en Ontario. L'achèvement des activités de déclassement de la centrale Lakeview d'OPG fournira un site à moderniser pouvant permettre la mise en œuvre d'une capacité de production additionnelle dans la région du Grand Toronto.

Main-d'œuvre qualifiée

Au 31 décembre 2005, OPG comptait environ 11 300 employés à temps plein. OPG dispose d'une vaste expérience dans l'exploitation et la maintenance de centrales par l'entremise de ses techniciens formés et qualifiés. En raison de son personnel vieillissant, le défi d'OPG est d'attirer et de maintenir en poste du personnel qualifié pour remplacer les employés qui partent à la retraite. Environ 34 % des membres du personnel étaient âgés de plus de 50 ans au 31 décembre 2005. OPG a entamé un programme complet de planification des ressources et de la relève en réponse aux questions relatives au pourcentage élevé d'employés admissibles à la retraite au cours des cinq prochains exercices, de même qu'aux questions liées à la fermeture des centrales alimentées au charbon.

La Société a récemment conclu des accords de principe avec le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique qui sont assujettis à la ratification des membres du syndicat. La Société a aussi récemment renouvelé sa convention collective avec la Society of Energy Professionals, prorogeant la convention jusqu'au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2005, environ 90 % de la main-d'œuvre régulière de la Société était visée par des conventions collectives.

Tendances du marché de l'électricité de l'Ontario

En 2005, le gouvernement a mis en application des réformes du secteur de l'électricité, y compris des prix de l'électricité qui reflètent davantage le coût réel de l'électricité, et a mis fin à un rabais non viable d'un point de vue financier. En date du 1^{er} avril 2005, la production des installations hydroélectriques et nucléaires de base d'OPG est devenue réglementée, alors que la production de ses installations hydroélectriques restantes ainsi que de ses centrales à combustible fossile et de ses centrales éoliennes est demeurée non réglementée. Toutefois, la majeure partie de la production de ces installations non réglementées est assujettie à une limite de revenus.

La demande d'électricité est principalement touchée par les conditions climatiques et l'activité économique. La SIERÉ de l'Ontario a déclaré qu'elle avait dû faire face à un certain nombre de défis dans le maintien de la fiabilité du réseau d'électricité de gros au cours de l'été 2005. La montée en flèche des températures a entraîné une demande importante, et des conditions s'apparentant à une sécheresse ont limité la production hydroélectrique, causant une pression continue sur le réseau électrique. La SIERÉ s'est tournée vers l'utilisation intensive de mesures de contrôle d'urgence, y compris des demandes invitant le public à réduire sa consommation, et les réductions de tension. Cette situation s'est produite malgré une bonne performance et disponibilité des installations ontariennes de production et de transport et le soutien des marchés avoisinants. En Ontario, la demande de pointe en électricité en 2005 de 26 160 MW a représenté une augmentation de 4,7 % sur celle de 2004. La demande de pointe prévue pour l'été 2006, compte tenu de conditions climatiques normales, a été estimée par la SIERÉ à 25 917 MW. D'ici 2015, la demande de pointe en électricité en Ontario, compte tenu de conditions climatiques normales, devrait atteindre 26 900 MW et, en cas de conditions climatiques sévères, devrait avoisiner les 30 000 MW.

Relativement à l'approvisionnement en électricité, la SIERÉ a déclaré que l'approvisionnement additionnel mis en service au cours du quatrième trimestre de 2005 (515 MW en provenance de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A) et les améliorations planifiées du marché au cours du premier semestre de 2006 ont contribué à des perspectives plus positives quant à la suffisance de l'approvisionnement global en Ontario au cours des 18 prochains mois. Les perspectives d'ensemble ayant trait à la disponibilité des ressources continuent d'indiquer que, pour la plupart des semaines au cours de cette période, les ressources sont suffisantes pour répondre à la demande, en présence de conditions climatiques normales. Dans le cas de conditions climatiques sévères, les perspectives indiquent qu'il y aura nécessité de s'appuyer de manière importante sur les importations pendant plusieurs semaines afin de répondre à la demande. Bien que la situation d'approvisionnement globale semble adéquate, des inquiétudes demeurent à l'égard de plusieurs régions de l'Ontario, particulièrement dans la région du Grand Toronto, où le besoin d'approvisionnement et d'installations de transport supplémentaires se fait particulièrement pressant.

En février, la SIERÉ a publié son rapport intitulé «The Ontario Reliability Outlook». Le rapport fait ressortir la complexité des modifications et des projets importants d'infrastructure nécessaires à la mise en application de la stratégie du gouvernement quant au remplacement des centrales alimentées au charbon. La SIERÉ a indiqué le besoin d'une coordination serrée et d'une surveillance continue des progrès et des incidences sur le réseau afin de maintenir la fiabilité de ce dernier. Le rapport souligne la nécessité d'agir avec prudence afin de s'assurer que les unités de Lambton et de Nanticoke seront en mesure d'être exploitées après leur date de fermeture actuelle prévue. OPG s'engage à garantir que ses centrales demeureront en bonne condition de fonctionnement, comme elles le sont actuellement, jusqu'à ce que la Société soit tenue par l'actionnaire de procéder à leur fermeture.

À la fin de 2005, la capacité de production installée existante était de 30 631 MW, soit une diminution de 533 MW par rapport à celle de l'exercice précédent. Cette diminution a été entraînée par la fermeture de la centrale Lakeview d'OPG, en partie contrebalancée par la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A d'OPG. À la fin de 2005, la capacité en service d'OPG, de 22 173 MW, représentait 72 % de la capacité ontarienne. La SIERÉ estime que d'ici 2015, environ 12 850 MW des besoins en électricité de l'Ontario devront être comblés au moyen d'un nouvel approvisionnement, d'installations remises à neuf ou de mesures de préservation. Cette estimation est conforme à celle qui a été fournie par l'OEO dans son rapport au ministère de l'Énergie portant sur les options de modernisation future du réseau d'électricité ontarien jusqu'en 2025.

En 2005, la consommation d'électricité en Ontario de 157,0 TWh a représenté une augmentation de 2,3 % par rapport à la consommation de 2004. Le réseau de production d'OPG a produit 69 % de ce chiffre. Les prévisions de la SIERÉ à l'égard de la consommation d'électricité en 2006 sont de 157,0 TWh.

Les prix de l'électricité culminent généralement lorsque la demande est à son plus fort étant donné qu'il faut faire appel à des centrales à capacité de pointe à coût marginal élevé pour répondre à cette demande. Les prix de l'électricité sont également sensibles aux variations saisonnières liées aux fluctuations de la demande. Le prix de l'électricité horaire moyen pondéré de l'Ontario en 2005 de 7,2 ¢/kWh était beaucoup plus élevé qu'en 2004. Les variations des prix de l'électricité ont eu une incidence importante sur le rendement financier d'OPG. Cette incidence est grandement atténuée par l'application de prix de l'électricité fixes à la production des actifs assujettis à la réglementation des tarifs et par l'incidence de la limite de revenus.

Les prix du combustible peuvent avoir une incidence importante sur les produits et les profits d'exploitation, tant sur le plan du prix de la marchandise sous-jacente que sur le plan du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. Au cours de 2005, il y a eu des hausses marquées du prix au comptant du charbon des Appalaches et du bassin Powder River, de l'uranium, du gaz naturel et du pétrole, tous utilisés pour combler les besoins de combustible d'OPG. OPG a un programme de couverture du combustible qui comprend

des contrats à prix fixe pour les combustibles fossiles et nucléaires. Les produits dérivés de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. En raison de la volatilité des marchés de l'énergie mondiaux, OPG prévoit que cette tendance des prix des marchandises à la hausse se maintiendra.

Secteurs d'activité

Avant la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG avait deux secteurs d'activité isolables, soit Production et Commercialisation de l'énergie. Une catégorie distincte, Secteur non énergétique et autres, englobait les produits d'exploitation et certains coûts non affectés à ses secteurs d'activité. Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG a modifié sa définition des secteurs d'activité en date du 1^{er} avril 2005 afin de refléter les différentes caractéristiques économiques des activités de la Société. Les secteurs d'activité sont les suivants : Production nucléaire réglementée, Production hydroélectrique réglementée et Production non réglementée. OPG continue de présenter un secteur distinct, Divers, qui englobe les activités de négociation qui étaient auparavant comprises dans le secteur Commercialisation de l'énergie, ainsi que des produits et certains coûts qui ne sont pas attribuables et ne peuvent pas être affectés à ses secteurs d'activité.

OPG a conclu divers contrats de vente d'énergie et contrats de vente connexes avec ses clients afin de couvrir le risque lié aux fluctuations du prix de l'électricité sur le marché au comptant de l'électricité en Ontario. Les contrats qui sont désignés à titre de couverture des produits tirés de la production d'OPG sont inclus dans les produits tirés de la production d'électricité dans chaque secteur jusqu'au 31 mars 2005, et dans le secteur Production non réglementée après cette date. Les gains et les pertes sur ces opérations de couverture sont inscrits dans les résultats pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente a lieu.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, visant à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'elle détient et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG comprend les produits aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires de Bruce. Ces produits comprennent des revenus de location, des intérêts créditeurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services techniques et d'autres services. Le secteur Production nucléaire réglementée comprend aussi les produits tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les produits connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Ces produits sont inclus dans le secteur Production nucléaire réglementée puisqu'ils ont été inclus dans l'établissement du prix réglementé de la production des installations nucléaires.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, visant à produire et à vendre l'électricité provenant de ses centrales hydroélectriques de base. Ce secteur comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Le secteur Production hydroélectrique réglementée comprend aussi les produits connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique.

Production non réglementée

Le secteur Production non réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, visant à produire et à vendre l'électricité provenant de ses centrales à combustible fossile et de ses centrales hydroélectriques non incluses dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. Le secteur Production non réglementée comprend aussi les produits connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique, et les produits d'autres services.

Divers

OPG tire des produits de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership («Brighton Beach») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. («Coral»). En outre, le secteur Divers comprend les produits tirés des locations immobilières.

Les produits et les charges liés aux activités de négociation et autres activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans le secteur Divers. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, d'une journée à un an, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés d'électricité avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres produits à titre de gains ou de pertes.

Indicateurs clés de la production et du rendement financier

Pour refléter de manière fidèle les mesures qui sont cruciales au succès de la mise en œuvre de sa stratégie et à l'atteinte de ses objectifs, OPG a étoffé sa présentation des indicateurs de rendement clés. Ces indicateurs sont définis dans la présente section et sont analysés aux sections intitulées Vision, activités de base et stratégie et Analyse des résultats d'exploitation. Les indicateurs de rendement clés qui sont directement liés au mandat et aux stratégies d'affaires d'OPG sont les mesures de l'efficacité de la production, de la rentabilité, de la sécurité et de la performance sur le plan environnemental.

Facteur de capacité des unités nucléaires

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base en raison de leurs faibles coûts marginaux et ne sont pas conçues pour les niveaux de production variables qui répondent aux demandes de pointe. Le facteur de capacité des unités nucléaires est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il s'agit de la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, rajustée en fonction des pertes d'énergie externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été optimale. Les facteurs de capacité sont influés principalement par les indisponibilités prévues et non prévues de la production.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales à combustible fossile et des centrales hydroélectriques

Les centrales à combustible fossile d'OPG fournissent une source d'énergie souple et fonctionnent comme installations de charge de base, à capacité intermédiaire et à capacité de pointe selon leurs caractéristiques. Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent principalement à titre d'installations de charge de base et fournissent une source d'énergie renouvelable fiable et à faible coût. Une mesure clé de la fiabilité des centrales à combustible fossile et des centrales hydroélectriques est leur capacité à produire de l'électricité sur demande. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité du groupe électrogène obtenu en comparant la proportion de temps d'indisponibilité fortuite d'un groupe électrogène, y compris tout déclassement fortuit, avec la proportion de temps d'exploitation disponible du groupe électrogène.

Coût énergétique de l'unité de production nucléaire

Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire est utilisé pour mesurer la rentabilité des actifs de production nucléaire d'OPG. Il s'agit d'une mesure du coût pour produire une unité d'électricité. Le coût énergétique de l'unité de production nucléaire correspond au coût du combustible nucléaire, aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts organiques répartis, et aux coûts variables liés à l'évacuation du combustible et d'autres déchets nucléaires

de faible activité et d'activité moyenne, divisés par le total de l'énergie produite.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales à combustible fossile par MW

Puisque les centrales à combustible fossile sont principalement utilisées au cours des périodes de demande intermédiaire et de pointe, la rentabilité de ces centrales est mesurée en fonction du total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, y compris les coûts organiques répartis, divisés par le total de la capacité nominale de la centrale.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques par MWh

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des centrales hydroélectriques, y compris les coûts organiques répartis, divisés par la production hydroélectrique.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de performance et de rentabilité, OPG a cerné divers indicateurs sociaux et environnementaux. Ces indicateurs sont analysés à la section intitulée Vision, activités de base et stratégie – Atteindre l'excellence en matière de gouvernance d'entreprise, de sécurité, de responsabilité sociale, d'engagement social et de gérance environnementale.

Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité

Cette rubrique présente un sommaire des résultats clés d'OPG par secteur pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004. Bien que la réglementation en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* soit entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005, les résultats des trimestres antérieurs au 1^{er} avril 2005 ont été reclassés conformément aux nouvelles définitions des secteurs d'activité. Les résultats des périodes antérieures ayant trait aux centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG qui sont maintenant réglementées ont été reclassés dans le secteur Production nucléaire réglementée et le secteur Production hydroélectrique réglementée aux fins de comparaison. De la même manière, les résultats ayant trait aux centrales non réglementées d'OPG ont été reclassés dans le secteur Production non réglementée. Par conséquent, les produits reflètent les prix du marché au comptant reçus pour les ventes d'électricité, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché jusqu'à l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs le 1^{er} avril 2005.

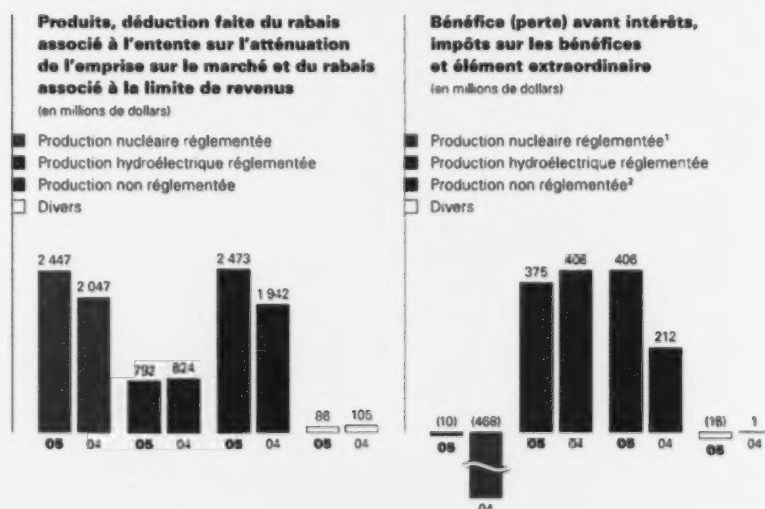
Les résultats d'exploitation pour la période antérieure à l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs reflètent un environnement économique très différent de celui qui a prévalu après l'entrée en vigueur de la réglementation des tarifs.

Le tableau qui suit présente un sommaire des produits, du bénéfice et des statistiques d'exploitation par secteur d'activité :

(en millions de dollars)	2005	2004
Produits, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et du rabais associé à la limite de revenus		
Production nucléaire réglementée	2 447	2 047
Production hydroélectrique réglementée	792	824
Production non réglementée	2 473	1 942
Divers	86	105
	5 798	4 918
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire		
Production nucléaire réglementée	(10)	(468)
Production hydroélectrique réglementée	375	406
Production non réglementée	406	212
Divers	(16)	1
	755	151
Production d'électricité¹ (TWh)		
Production nucléaire réglementée	45,0	42,3
Production hydroélectrique réglementée	18,5	18,9
Production hydroélectrique non réglementée	14,1	16,8
Production d'origine fossile non réglementée	30,9	27,0
Total de la production d'électricité	108,5	105,0
Facteur de capacité des unités nucléaires² (pour cent)		
Darlington	90,6	88,2
Pickering A	69,9	75,7
Pickering B	77,7	69,8
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente (pour cent)		
Production hydroélectrique réglementée	1,2	2,2
Production hydroélectrique non réglementée	1,4	1,4
Production d'origine fossile non réglementée	15,9	18,7
Coût énergétique de l'unité de production nucléaire (\$/MWh)	39,70	39,20
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique réglementée par MWh (\$/MWh)	4,17	3,92
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique non réglementée par MWh (\$/MWh)	10,38	7,68
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production d'origine fossile non réglementée par MW (K\$/MW)	52,2	46,0

1. La production d'électricité est présentée conformément aux secteurs d'activité d'OPG, à l'exception du secteur Production non réglementée, pour laquelle la production des centrales hydroélectriques et des centrales à combustible fossile est présentée séparément.

2. Les facteurs de capacité selon la définition de l'industrie excluent les cas de non-disponibilité liée au réseau.



1. Le secteur Production nucléaire réglementée comprend la dépréciation de 63 millions de dollars et la radiation de stocks de 57 millions de dollars liées aux unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A en 2005.

2. Le secteur Production non réglementée comprend la dépréciation de 202 millions de dollars liée à la centrale Lennox en 2005.

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars)	2005	2004
Produits, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	2 447	2 047
Combustible	115	108
Marge brute	2 332	1 939
Exploitation, maintenance et administration		
Charges excluant la remise en service de Pickering A	1 784	1 611
Remise en service de Pickering A	4	271
Amortissement	374	360
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	467	445
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(381)	(313)
Impôt foncier et impôt sur le capital	31	33
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	53	(468)
Dépréciation	63	-
Perte avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	(10)	(468)

Produits

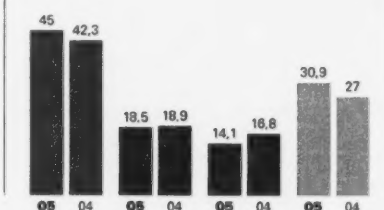
(en millions de dollars)	2005	2004
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	662	2 090
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(160)	(374)
Ventes de la production réglementée	1 621	-
Comptes d'écart	(1)	-
Divers	325	331
Total des produits	2 447	2 047

Les produits tirés du secteur Production nucléaire réglementée se sont établis à 2 447 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 comparativement à 2 047 millions de dollars en 2004. L'augmentation des produits est principalement attribuable aux prix de vente plus élevés par suite de la mise en application des tarifs réglementés en date du 1^{er} avril 2005, qui ont été supérieurs au prix moyen du marché au comptant d'OPG, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, en 2004. Les produits ont aussi augmenté en raison d'une production d'électricité plus importante de 2,7 TWh au cours de 2005 comparativement à l'exercice précédent.

Production d'électricité

(TWh)

- Production nucléaire réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Production hydroélectrique non réglementée
- Production d'origine fossile non réglementée

**Prix de l'électricité**

Depuis l'ouverture du marché le 1^{er} mai 2002 et avant le 1^{er} avril 2005, OPG a été tenue, en vertu de son permis de production émis par la CEO, de se conformer aux mesures prescrites d'atténuation de l'emprise sur le marché, y compris à un mécanisme de rabais. En vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, OPG a dû verser à la SIERÉ un rabais équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix horaire moyen de l'électricité sur le marché au comptant sur 3,8 ¢ le kWh, pour le volume des ventes d'électricité assujetties au mécanisme de rabais à l'égard des centrales qu'OPG continuait de contrôler. La SIERÉ a fait en sorte que le rabais soit répercuté sur les consommateurs. La quantité d'énergie produite par OPG qui était assujettie au mécanisme de rabais a été d'environ 80,0 TWh annuellement.

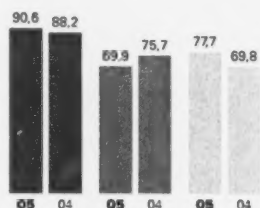
Depuis le 1^{er} avril 2005, la production d'électricité des centrales du secteur Production nucléaire réglementée a reçu un prix fixe de 4,95 ¢ le kWh. Le prix de vente moyen d'OPG pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 4,7 ¢ le kWh, compte tenu du tarif réglementé reçu du 1^{er} avril au 31 décembre 2005 et du prix de vente moyen sur le marché au comptant d'OPG, déduction faite du rabais associé à l'entente d'atténuation de l'emprise sur le marché au cours du premier trimestre de 2005. En 2004, le prix de vente moyen d'OPG, compte tenu du rabais associé à l'entente d'atténuation de l'emprise sur le marché, était de 4,1 ¢ le kWh.

Volume

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le total de la production nucléaire a augmenté pour s'établir à 45,0 TWh, contre 42,3 TWh en 2004. L'augmentation du volume est principalement attribuable à l'amélioration de la performance des centrales nucléaires Pickering B et Darlington comparativement à 2004. Les deux centrales ont affiché un nombre moins élevé de jours d'indisponibilité imprévue, et il y a eu moins de jours d'indisponibilité prévue à la centrale Pickering B. L'incidence sur le volume provenant de la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A en 2005 a été en grande partie annulée par l'incidence d'un nombre plus élevé de jours d'indisponibilité pour l'unité 4 en 2005, principalement en raison de l'arrêt de l'unité 4 en avril 2005 aux fins d'inspection des conduites d'alimentation. L'unité 4 a été remise en service

Facteur de capacité des unités nucléaires (%)

■ Darlington
■ Pickering A
■ Pickering B



Coût énergétique de l'unité de production nucléaire (en dollars par MWh)



en juillet 2005 après que deux conduites d'alimentation ont été remplacées.

Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Darlington pour 2005, de 90,6 %, a reflété un rendement solide continu. La réduction des jours d'indisponibilité à la centrale nucléaire Pickering B a entraîné une amélioration importante de son facteur de capacité des unités en 2005, passant à 77,7 % en regard de 69,8 % en 2004. Le facteur de capacité des unités de la centrale nucléaire Pickering A a diminué pour s'établir à 69,9 % en 2005, contre 75,7 % en 2004, en raison de l'indisponibilité de l'unité 4 à des fins d'inspection et de remplacement de conduites d'alimentation.

Combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 se sont établies à 115 millions de dollars comparativement à 108 millions de dollars en 2004. Les charges liées au combustible des centrales nucléaires n'ont été que légèrement touchées par la variation des volumes de production en 2005 comparativement à 2004 en raison des coûts marginaux moins élevés liés à la production nucléaire.

Exploitation, maintenance et administration

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration, sauf celles liées à la remise en service de la centrale Pickering A, ont été de 1 784 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, comparativement à 1 611 millions de dollars en 2004, soit une hausse de 173 millions de dollars. Concernant l'objectif d'OPG d'améliorer la performance de ses centrales nucléaires, la Société a consenti des ressources additionnelles afin de maximiser la disponibilité et la fiabilité opérationnelles de ces centrales. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées aux travaux de maintenance et de réparation des centrales nucléaires se sont accrues de 101 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Ces dépenses étaient liées aux charges de maintenance permanente relatives à la condition des centrales, aux exigences réglementaires et aux projets d'amélioration. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont aussi augmenté en 2005 comparativement à 2004 en raison de la radiation de 57 millions de dollars de stocks excédentaires par suite de la décision de ne pas remettre les unités 2 et 3 de la centrale Pickering A en service.

De plus, la charge de retraite et les autres avantages postérieurs à l'emploi ont augmenté de 36 millions de dollars comparativement à 2004, principalement en raison de changements dans les hypothèses économiques liés aux taux d'actualisation. L'incidence de ces augmentations des charges a été en partie contrebalancée par des réductions des autres coûts.

En 2005, le coût énergétique de l'unité de production nucléaire a augmenté pour s'établir à 39,70 \$/MWh comparativement à 39,20 \$/MWh en 2004 principalement en raison des dépenses de maintenance et de réparation additionnelles, et de l'augmentation de la charge de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi.

Remise en service de Pickering A

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, conformément à un règlement en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, OPG a établi un compte de report au bilan pour les coûts autres qu'en capital liés à la remise en service des unités de la centrale nucléaire Pickering A. Ces coûts reportés seront imputés aux résultats au cours des périodes ultérieures conformément aux modalités du règlement susmentionné. Le règlement stipule que la CEO s'assure du recouvrement de tout solde inscrit dans le compte de report sur une période n'excédant pas 15 ans. Cette approche est conforme à l'un des objectifs de la réglementation des tarifs, qui vise à s'assurer que les clients actuels n'aient pas à porter le fardeau des coûts engagés pour le bien des clients futurs, et aux principes comptables généralement reconnus en ce qui concerne le fait que l'incidence financière de la réglementation peut entraîner la constatation d'actifs et de passifs qui ne seraient pas constatés autrement par une entité non soumise à la réglementation des tarifs. L'amortissement de ce compte de report a commencé au cours du quatrième trimestre de 2005 à la date de remise en service commercial de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A. L'amortissement de 4 millions de dollars a été imputé aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

En conséquence de la réglementation des tarifs, les coûts autres qu'en capital liés à la remise en service de la centrale Pickering A ont été exclus des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au cours de 2005, à l'exception de la tranche amortie en 2005 en raison de la remise en service

de l'unité 1 de la centrale Pickering A. Si ces dépenses n'avaient pas été reportées, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 258 millions de dollars auraient été constatées en 2005 comparativement à 271 millions de dollars à l'exercice précédent.

Dépréciation des actifs à long terme – Unités 2 et 3 de la centrale Pickering A

En raison de la décision de ne pas procéder à la remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering, la Société a comptabilisé une dépréciation de 63 millions de dollars au cours du deuxième trimestre de 2005 liée à la valeur comptable de ces deux unités, y compris la construction en cours. OPG continue d'évaluer le besoin de prévoir des charges additionnelles par suite de la décision de ne pas procéder à la remise en service des unités 2 et 3, y compris le coût lié à la préparation des unités pour entreposage sécuritaire, l'incidence sur l'estimation des coûts des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, et tout autre coût lié à la sortie. OPG a terminé une évaluation provisoire des charges additionnelles au cours du quatrième trimestre de 2005.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la dotation aux amortissements s'est établie à 374 millions de dollars, comparativement à 360 millions de dollars en 2004. L'augmentation est principalement imputable à l'ajout d'immobilisations aux centrales nucléaires Pickering B et Darlington. En outre, la remise en service commercial de l'unité 1 à la centrale nucléaire Pickering A en novembre 2005 a entraîné une augmentation de la dotation aux amortissements de 4 millions de dollars en 2005, et ajoutera initialement environ 21 millions de dollars annuellement à la dotation aux amortissements par la suite. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par la prolongation de la durée de vie utile résiduelle de l'unité 4 de la centrale nucléaire Pickering A. Au cours du quatrième trimestre, par suite de la remise en service commercial de l'unité 1 de la centrale Pickering A, OPG a prolongé, aux fins du calcul de l'amortissement, la durée de vie utile résiduelle de l'unité 4 de la centrale Pickering A jusqu'en 2021, soit une durée de vie conforme à la durée de vie utile prévue de l'unité 1. Cette prolongation réduit la dotation aux amortissements d'environ 16 millions de dollars annuellement jusqu'en 2017, excluant l'incidence d'entrées d'actifs futures. OPG procède actuellement à l'examen de la durée de vie utile résiduelle de ses autres centrales nucléaires.

Désactualisation

OPG constate la valeur actualisée de ses coûts futurs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires comme un passif à long terme. Ce passif est analysé à la note 9 afférente aux états financiers consolidés au 31 décembre 2005 et pour l'exercice terminé à cette date. La charge de désactualisation reflète le changement de la valeur actualisée de ce passif depuis la fin de la période précédente. Cette charge dépend de facteurs, tels que des changements d'estimation du montant du passif futur pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires, des changements du taux d'actualisation utilisé pour déterminer

la valeur actualisée, et la variation de la valeur actualisée due au passage du temps.

En 2005, la charge de désactualisation a atteint 467 millions de dollars, en regard de 445 millions de dollars en 2004. L'augmentation de la charge de désactualisation découle de la croissance du passif par rapport à l'exercice précédent, en raison de la hausse de la valeur actualisée du passif due au passage du temps.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

OPG est responsable de la gestion à long terme continue et de l'élimination des déchets nucléaires radioactifs et du combustible irradié découlant des activités ainsi que du déclassement futur de ses centrales nucléaires. Les obligations d'OPG ont trait aux centrales nucléaires Pickering et Darlington qui sont exploitées par OPG, de même qu'aux centrales nucléaires Bruce A et B qu'OPG loue à Bruce Power.

Aux fins de financement de ces obligations, OPG a établi et gère, conjointement avec la Province, le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement (les «Fonds nucléaires»), qui sont financés par OPG conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement («ONFA»). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses futures liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses futures liées à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à l'évacuation de déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Les actifs des Fonds nucléaires sont investis dans des valeurs à revenu fixe et des titres de capitaux propres qui sont constatés en tant que placements à long terme, à la fraction non amortie du coût. Par conséquent, les gains et les pertes ne sont constatés qu'au moment de la vente d'un titre sous-jacent. Ainsi, il peut y avoir des gains et des pertes latents liés aux placements dans les Fonds nucléaires qu'OPG n'a pas constatés dans ses états financiers consolidés. Le solde des Fonds nucléaires, selon la méthode de l'amortissement du coût, était de 6 788 millions de dollars au 31 décembre 2005 comparativement à 5 976 millions de dollars au 31 décembre 2004. Ce solde correspond aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires dans les états financiers consolidés d'OPG.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel dans le Fonds pour combustible irradié de 3,25 % plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario («rendement garanti») à long terme. OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut à titre de bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds, qui comprend les rendements réalisés et latents, est due à ou par la Province. Comme OPG comptabilise les placements dans les Fonds nucléaires distincts selon la méthode du coût amorti, le montant constaté dans les

états financiers consolidés qui est dû à ou par la Province correspond à la différence entre le rendement garanti et le rendement réel d'après les rendements réalisés seulement. Au 31 décembre 2005, le Fonds pour combustible irradié comprenait un montant de 4 millions de dollars dû à la Province (4 millions de dollars en 2004). Si les placements dans le Fonds pour combustible irradié étaient comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2005, il y aurait un montant dû à la Province de 306 millions de dollars (156 millions de dollars en 2004). De plus, en vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout surplus du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes.

En vertu de l'ONFA, le Fonds de déclassement a un taux de rendement cible à long terme de 5,75 % par année. OPG assume le risque et le passif liés aux augmentations de l'évaluation des coûts et le bénéfice tiré du Fonds de déclassement. Au 31 décembre 2005, d'après l'évaluation des coûts à engager aux termes de l'actuel plan de référence approuvé de l'ONFA (plan de référence de 1999), le Fonds de déclassement était entièrement capitalisé selon la méthode de la juste valeur et celle du coût amorti. Lorsque le Fonds de déclassement est surfinancé selon la méthode du coût amorti, OPG limitera le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés au moyen d'une charge imputée au Fonds de déclassement et d'une somme à payer correspondante à la Province, de manière à ce que le solde de la fraction non amortie du coût du Fonds de déclassement soit égal à l'évaluation des coûts du passif selon le plan de référence de 1999. Ces gains réalisés peuvent être constatés au cours de périodes ultérieures si le solde du Fonds de déclassement baisse en dessous de l'évaluation des coûts approuvée à ce moment.

Au 31 décembre 2005, la valeur de l'actif du Fonds de déclassement selon la méthode de l'amortissement du coût s'établissait à 4 099 millions de dollars comparativement à une valeur marchande de 4 583 millions de dollars, la différence représentant des gains latents nets de 484 millions de dollars. Selon l'ONFA, en cas d'un surplus dans le Fonds de déclassement de sorte que les passifs, aux termes du plan de référence alors approuvé de l'ONFA, sont financés au moins à 120 %, OPG peut transférer jusqu'à 50 % de l'excédent sur 120 %, qui sera traité comme une contribution au Fonds pour combustible irradié, et la SFIÉO a droit à la tranche résiduelle de 50 % de cet excédent. Tout surfinancement du passif est payable à la Province au moment de la cessation du Fonds de déclassement. Par conséquent, la comptabilisation de ce surfinancement exige un rajustement de la valeur basée sur la valeur du coût non amorti des actifs du Fonds de déclassement. Ce rajustement a réduit la valeur des actifs de 7 millions de dollars, afin que leur valeur soit égale à celle des passifs comme il est défini dans le plan de référence actuellement approuvé de l'ONFA. Si les placements dans le Fonds de déclassement avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2005, et que l'on avait mis fin au Fonds de déclassement aux termes de l'ONFA, il y aurait eu un montant dû à la Province de 484 millions de dollars (249 millions de dollars en 2004).

Le bénéfice réalisé sur les Fonds nucléaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 a été de 381 millions de dollars comparativement à 313 millions de dollars pour l'exercice précédent, en hausse de 68 millions de dollars. La hausse du bénéfice en 2005 est en grande partie attribuable à un bénéfice plus important tiré du Fonds pour combustible irradié en raison d'actifs plus importants découlant de la croissance obtenue au moyen d'une combinaison des bénéfices et des contributions, ainsi que d'un IPC en Ontario plus élevé comparativement à 2004.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2005	2004
Produits, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	792	824
Combustible	254	255
Marge brute	538	569
Exploitation, maintenance et administration	77	74
Amortissement	68	71
Impôt foncier et impôt sur le capital	18	18
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	375	406

Produits

(en millions de dollars)	2005	2004
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	260	971
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(65)	(194)
Ventes de la production réglementée ¹	558	—
Comptes d'écart	2	—
Divers	37	47
Total des produits	792	824

1. Les ventes de la production réglementée comprennent des produits de 210 millions de dollars qu'OPG a reçus relativement au prix du marché au comptant de l'Ontario pour la production excédant 1 900 MWh à toute heure au cours de 2005.

Les produits tirés du secteur Production hydroélectrique réglementée se sont établis à 792 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 comparativement à 824 millions de dollars en 2004. La diminution des produits est principalement imputable à une production d'électricité moins importante de 0,4 TWh en 2005 comparativement à 2004, et à des prix moyens légèrement moins élevés en 2005 en raison de la mise en application des tarifs réglementés et des changements connexes en date du 1^{er} avril 2005.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente du secteur de la production hydroélectrique réglementée

(%)


**Production hydroélectrique réglementée
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh**

(en dollars par MWh)


Prix de l'électricité

Le prix de vente moyen est fondé sur un prix fixe de 3,3 ¢ le kWh pour une production allant jusqu'à 1 900 MWh à toute heure et sur le prix de l'électricité sur le marché au comptant pour la production excédant ce seuil. Le prix moyen pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 4,1 ¢ le kWh, compte tenu du prix réglementé du 1^{er} avril au 31 décembre 2005, et du prix de vente moyen sur le marché au comptant d'OPG, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché pour le premier trimestre de 2005. Compte tenu du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le prix de vente moyen sur le marché au comptant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 s'était établi à 4,1 ¢ le kWh.

Volume

Le volume des ventes d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 18,5 TWh comparativement à 18,9 TWh en 2004. Au cours de la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2005, la production d'électricité de 2,8 TWh avait trait à la production supérieure à 1 900 MWh à toute heure. La diminution du volume de production était imputable à la diminution des débits d'eau de la rivière Niagara et du fleuve Saint-Laurent au cours de 2005 par rapport à 2004.

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales hydroélectriques réglementées s'est établi à 1,2 % en 2005 comparativement à 2,2 % en 2004. Le faible taux d'indisponibilité fortuite équivalente en 2005 et en 2004 reflète la fiabilité élevée de ces centrales.

Comptes d'écart

Conformément à la réglementation en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, OPG est tenue d'établir des comptes d'écart pour fixer l'incidence de certains éléments au cours de la période intermédiaire. Un de ces éléments qui s'appliquent précisément au secteur Production hydroélectrique réglementée exige qu'OPG fixe l'incidence des écarts dans la production hydroélectrique en raison de

différences entre les conditions hydrologiques prévues et réelles. Au 31 décembre 2005, le passif d'OPG de 4 millions de dollars reflétait le fait que l'hydraulicité était favorable à ces prévisions. En outre, OPG a inscrit un actif de 6 millions de dollars afin de refléter le fait que les produits réels tirés des services connexes ont été moins élevés que prévu.

Combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 se sont établies à 254 millions de dollars comparativement à 255 millions de dollars en 2004. OPG acquitte des frais auprès de la Province et de la SFIÉO fondés sur les produits bruts tirés de la production annuelle d'électricité de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

Exploitation, maintenance et administration

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration se sont établies à 77 millions de dollars comparativement à 74 millions de dollars en 2004. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour 2005 ont augmenté pour s'établir à 4,17 \$/MWh contre 3,92 \$/MWh en 2004, principalement en raison de la production moins élevée en 2005 découlant de la réduction des débits d'eau.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la dotation aux amortissements s'est établie à 68 millions de dollars comparativement à 71 millions de dollars en 2004.

Production non réglementée

(en millions de dollars)	2005	2004
Produits, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et du rabais associé à la limite de revenus	2 473	1 942
Combustible	928	790
Marge brute	1 545	1 152
Exploitation, maintenance et administration	594	576
Amortissement	276	302
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations	9	8
Impôt foncier et impôt sur le capital	54	38
Restructuration	4	16
Bénéfice avant ce qui suit :	608	212
Dépréciation	202	-
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	406	212

Produits

(en millions de dollars)	2005	2004
Ventes sur le marché au comptant, déduction faite des instruments de couverture	3 255	2 417
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(187)	(586)
Rabais associé à la limite de revenus	(739)	-
Divers	144	111
Total des produits	2 473	1 942

Les produits tirés du secteur Production non réglementée se sont établis à 2 473 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, comparativement à 1 942 millions de dollars en 2004. L'augmentation des produits est principalement liée à des prix de vente moyens plus élevés et à une production d'électricité accrue en 2005 comparativement à 2004. De plus, les produits tirés des limitations du réseau de la SIERÉ ont été plus élevés en 2005 qu'en 2004.

Prix de l'électricité

Une tranche de 85 % de la production des actifs de production non réglementée d'OPG, excluant la centrale Lennox, les volumes liés aux contrats TRO et les contrats de vente à terme au 1^{er} janvier 2005, faisait l'objet d'une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 4,7 ¢ le kWh après le 1^{er} avril 2005. Avant le 1^{er} avril 2005, OPG recevait le prix de vente moyen de l'électricité sur le marché au comptant, mais les produits ont été réduits du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le prix de vente moyen d'OPG pour sa production non réglementée s'est établi

à 5,4 ¢ le kWh, compte tenu de l'incidence du rabais associé à la limite de revenus. Le prix de vente moyen sur le marché au comptant pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 était de 4,2 ¢ le kWh, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

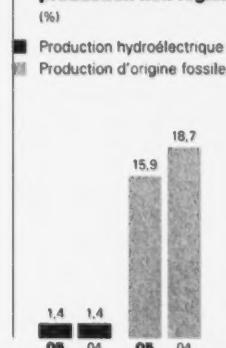
Les prix plus élevés de l'exercice terminé le 31 décembre 2005 comparativement à 2004 sont attribuables à des prix de vente moyens sur le marché au comptant plus importants au cours de 2005 et au remplacement du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché par la limite de revenus en date du 1^{er} avril 2005.

Au cours de la période de juin à décembre 2005, le marché ontarien a connu des prix du marché au comptant beaucoup plus élevés qui ont découlé de l'interaction d'un certain nombre de facteurs. Une période prolongée de températures estivales élevées a entraîné une demande accrue d'électricité, ce qui a nécessité l'utilisation d'une production alimentée au gaz naturel à coût marginal plus élevé. Le coût de la production alimentée au gaz a à son tour subi l'incidence des prix plus élevés du gaz naturel en Amérique du Nord. De plus, des niveaux d'eau à la baisse ont réduit la production d'électricité provenant de centrales hydroélectriques à coût marginal plus faible, augmentant ainsi la quantité d'électricité devant être tirée d'autres sources à coût marginal plus élevé. Les prix plus élevés du gaz naturel tout au long de l'automne 2005 ont continué d'avoir une incidence sur les prix de l'électricité comparativement à la période correspondante de 2004.

Volume

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le volume des ventes d'électricité s'est établi à 45,0 TWh comparativement à 43,8 TWh en 2004. La production des centrales alimentées au combustible fossile a augmenté de 3,9 TWh en 2005 par rapport à 2004 pour satisfaire la demande accrue en Ontario. La solide performance des centrales alimentées au combustible fossile en 2005 a permis à OPG de produire de l'électricité par suite de cet accroissement de la demande. L'augmentation a été en partie contrebalancée par une réduction des volumes de 2,7 TWh provenant des installations hydroélectriques non réglementées en raison de niveaux d'eau à la baisse, plus particulièrement dans la région d'Ottawa et les régions situées au nord-est.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente du secteur de la production non réglementée (%)



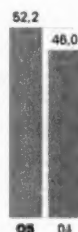
**Production hydroélectrique
non réglementée
Charges d'exploitation, de maintenance
et d'administration par MWh**

(en dollars par MWh)



**Production d'origine fossile
non réglementée
Charges d'exploitation, de maintenance
et d'administration par MW de capacité**

(en milliers de dollars par MW)



Pour les centrales hydroélectriques, le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est demeuré à 1,4 % tant en 2005 qu'en 2004, reflétant la fiabilité élevée continue de ces centrales. Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales alimentées au combustible fossile a diminué pour s'établir à 15,9 % en 2005 contre 18,7 % en 2004, principalement en raison de l'amélioration de la fiabilité de la centrale Nanticoke d'OPG.

Combustible

Les charges liées au combustible pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 se sont établies à 928 millions de dollars comparativement à 790 millions de dollars en 2004. Les charges liées au combustible du secteur Production non réglementée comprennent le coût du combustible fossile et les charges sur les produits bruts tirés de la production des centrales hydroélectriques. Au cours de 2005, l'augmentation des charges liées au combustible est principalement attribuable à la production plus élevée des centrales alimentées au combustible fossile.

Exploitation, maintenance et administration

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 se sont établies à 594 millions de dollars en regard de 576 millions de dollars en 2004. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration ont augmenté au cours de 2005 en raison de travaux de maintenance accrus aux centrales hydroélectriques et aux centrales à combustible fossile d'OPG ainsi que d'une charge de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi plus élevés, en partie contrebalancés par des coûts moins élevés en raison de la fermeture de la centrale Lakeview.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh pour les centrales hydroélectriques ont augmenté pour s'établir à 10,38 \$/MWh en 2005 contre 7,68 \$/MWh en 2004, principalement en raison d'une production moins élevée en 2005. Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration plus élevées ont aussi contribué à l'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MWh.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par MW (\$/MW) des centrales alimentées au combustible fossile ont augmenté pour s'établir à 52 200 \$/MW en 2005 contre 46 000 \$/MW en 2004 en raison d'une diminution de la capacité de production par suite de la mise hors service de la centrale Lakeview.

Amortissement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la dotation aux amortissements s'est établie à 276 millions de dollars comparativement à 302 millions de dollars en 2004. La diminution de la dotation est principalement attribuable à la prolongation de la durée de vie utile résiduelle de la centrale Nanticoke aux fins du calcul de l'amortissement.

En juin 2005, la Province a fourni de plus amples détails sur son plan de remplacement des centrales alimentées au charbon. En ce qui a trait à la centrale Nanticoke, la Province a précisé qu'elle prévoyait que les unités seront fermées au cours de 2008 et que la dernière unité sera fermée au début de 2009. Par conséquent, aux fins du calcul de l'amortissement, OPG a prolongé d'une année, de 2007 à 2008, la durée de vie utile résiduelle de la centrale Nanticoke, ce qui réduit la dotation aux amortissements d'environ 40 millions de dollars par année pendant la période se terminant en 2007.

Dépréciation des actifs à long terme – Centrale Lennox

La centrale Lennox a une capacité de production disponible de plus de 2 000 MW. Elle est disponible comme réserve pour l'exploitation et peut être alimentée au gaz naturel et au pétrole. La centrale Lennox a des coûts d'exploitation fixes d'environ 60 millions de dollars. Depuis la constitution d'OPG en 1999, les produits tirés de l'électricité produite par la centrale Lennox n'étaient habituellement pas suffisants pour couvrir les coûts d'exploitation et la dotation aux amortissements annuelle liés à la centrale. Toutefois, jusqu'en 2004, OPG prévoyait que, dans le futur, la demande pour de nouvelles sources d'approvisionnement en électricité en Ontario nécessiterait la création d'un marché de capacité ou la hausse des prix du marché qui permettrait aux nouveaux entrants de faire leurs frais et de tirer un rendement de l'investissement. Par conséquent, les produits liés à la centrale Lennox devaient être suffisants pour couvrir tous les coûts, y compris le recouvrement de la valeur comptable.

Le gouvernement a émis la demande d'information / de l'appel d'offres relativement à des projets de production de 2 500 MW d'énergie propre et de gestion de la demande en 2004, en vertu de laquelle les nouveaux producteurs d'électricité seraient autorisés à recouvrer les coûts fixes et à toucher un taux de rendement convenu de l'investissement au moyen d'arrangements contractuels. En recouvrant ces coûts au moyen d'arrangements contractuels conclus avec l'OEO, les nouveaux entrants n'auraient à recouvrer que les charges liées au combustible et d'autres coûts d'exploitation variables sur le marché de gros. Ces contrats devraient entraîner des produits futurs moins élevés que les produits futurs prévus provenant du marché de gros de l'électricité.

En tant que centrale à coûts relativement élevés, la centrale Lennox ne pourra vraisemblablement pas recouvrer ses coûts d'exploitation fixes et la valeur comptable sur le marché de gros dans l'avenir. Compte tenu de ces facteurs et du précédent établi par la demande d'information / de l'appel d'offres relativement à des projets de production de 2 500 MW, OPG a entamé des discussions avec la Province avec l'intention de conclure un arrangement contractuel pour le recouvrement des coûts d'exploitation fixes annuels d'environ 60 millions de dollars et la valeur comptable de la centrale Lennox sur sa durée de vie utile estimative résiduelle de 17 millions de dollars par année.

OPG a effectué un suivi des discussions avec la Province à l'égard de la situation de la centrale Lennox en entamant des discussions avec la SIERÉ au cours du premier trimestre de 2005. OPG prévoyait qu'elle serait en mesure de négocier un arrangement qui permettrait le recouvrement de tous les coûts. Par la suite, OPG a été avisée par la Province qu'elle continuerait d'appuyer les négociations d'OPG avec la SIERÉ d'un arrangement concernant le recouvrement des coûts d'exploitation fixes, mais qu'elle n'appuierait pas un arrangement qui permettrait le recouvrement des coûts liés à la valeur comptable de la centrale Lennox. En raison de ce changement de circonstance, OPG a inscrit une dépréciation de 202 millions de dollars au premier trimestre de 2005, soit la valeur comptable de la centrale avant la dépréciation. Depuis, OPG a négocié un contrat avec la SIERÉ, conformément aux règles du marché, pour recouvrer ses coûts d'exploitation pour une période d'un an se terminant le 30 septembre 2006. Le contrat avec la SIERÉ a été soumis pour approbation à la CEO.

Divers

(en millions de dollars)	2005	2004
Produits	88	105
Exploitation, maintenance et administration	57	62
Amortissement	35	32
Impôt foncier et impôt sur le capital	4	14
Restructuration	6	4
Autres produits	—	(8)
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	(16)	1

Produits

Les autres produits se sont établis à 86 millions de dollars au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, comparativement à 105 millions de dollars en 2004. La diminution de 19 millions de dollars en 2005 par rapport à 2004 est principalement liée à une baisse des produits tirés des activités de négociation, en partie contrebalancée par une augmentation des produits liés à la quote-part d'OPG dans la coentreprise de Brighton Beach. Brighton Beach est entrée en service en juillet 2004.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, les produits tirés des activités de négociation ont été de 17 millions de dollars comparativement à des produits tirés des activités de négociation de 47 millions de dollars en 2004. La diminution de 30 millions de dollars au cours de 2005 comparativement à 2004 découle principalement de pertes liées à l'évaluation à la valeur de marché sur des contrats à long terme à l'extérieur de l'Ontario, qui ont été conclus par la société remplacée par OPG, Ontario Hydro. Au cours de 2005, une diminution de la marge réalisée relativement aux activités de négociation a aussi contribué à une baisse des produits tirés des activités de négociation comparativement à 2004.

Les achats et les ventes interconnectés (y compris les livraisons du physique sous-jacent) et les gains et les pertes à la valeur marchande (réalisés et latents) sur les contrats de négociation de l'électricité sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Présentés à leur montant brut, les produits et les achats d'électricité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 auraient augmenté de 228 millions de dollars (170 millions de dollars en 2004), ce qui n'aurait eu aucune incidence sur le bénéfice net.

Les valeurs comptables et les notionnels des instruments dérivés non désignés à des fins de couverture sont présentés à la note 12 des états financiers consolidés vérifiés.

Intérêts débiteurs nets

En 2005, les intérêts débiteurs nets se sont élevés à 197 millions de dollars comparativement à 189 millions de dollars en 2004. L'augmentation des intérêts débiteurs nets de 8 millions de dollars au cours de 2005 est principalement imputable à une dette à long terme plus élevée en 2005, en partie contrebalancée par une augmentation des intérêts créditeurs en raison d'une trésorerie et de placements à court terme plus importants en 2005, ainsi que d'une augmentation des intérêts capitalisés.

Impôts sur les bénéfices

Depuis le 1^{er} avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouvrés dans les tarifs réglementés facturés aux futurs clients. Toutes les autres activités sont comptabilisées selon la méthode axée sur le bilan. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôts futurs sont déterminés selon les écarts entre les valeurs comptables

et les valeurs fiscales des actifs et des passifs et sont évalués au moyen des taux d'imposition pratiquement en vigueur et des lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires doivent se résorber ou se régler.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, la charge d'impôts s'est établie à 118 millions de dollars comparativement à un recouvrement d'impôts de 80 millions de dollars en 2004. En 2005, OPG a inscrit une charge d'impôts de 50 millions de dollars en vue d'une modification des passifs d'impôts liés à certaines positions fiscales prises par la Société au cours d'exercices précédents. Au cours de 2005, la charge d'impôts a été inférieure de 157 millions de dollars de ce qu'elle aurait autrement été, par suite de l'application de la méthode des impôts exigibles utilisée pour les secteurs à tarifs réglementés.

En raison de l'adoption de la méthode des impôts exigibles pour les secteurs à tarifs réglementés le 1^{er} avril 2005, OPG a éliminé le solde d'actif d'impôts futurs de 74 millions de dollars lié aux secteurs à tarifs réglementés et a constaté le montant à titre de perte extraordinaire non récurrente aux fins du calcul du bénéfice net.

Avant 2004, OPG avait établi une provision pour moins-value de 93 millions de dollars afin de tenir compte qu'il était plus

probable qu'improbable que ce montant d'impôts futurs recouvrables ne serait pas réalisé à la lumière des pertes fiscales consécutives des exercices précédents. En 2004, la provision pour moins-value a été réduite de 93 millions de dollars à néant en raison de l'introduction de la réglementation des tarifs. L'élimination prévue des actifs et des passifs d'impôts futurs des activités réglementées par suite de l'instauration de la réglementation des tarifs le 1^{er} avril 2005 devait entraîner une position de passif d'impôts futurs résiduel importante à l'égard des activités non réglementées. Cette position prévue a permis à OPG de constater, en 2004, des actifs d'impôts futurs de 93 millions de dollars, ce qui a entraîné une réduction de la charge d'impôts en 2004 qui ne s'est pas produite en 2005.

Impôts fonciers de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu une lettre du ministère des Finances indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1^{er} avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. Il pourrait s'écouler jusqu'à deux ans avant les mises à jour du règlement. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par l'actionnaire d'OPG. Ces sources sont nécessaires à l'investissement continu dans les centrales et les technologies, ainsi que pour acquitter

les autres obligations de financement importantes, y compris les cotisations aux régimes de retraite et aux Fonds nucléaires, et pour assurer le service et le remboursement de la dette à long terme de même que pour acquitter les obligations liées au rabais associé à la limite de revenus.

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	2	286	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	1 201	226	Augmentation des flux de trésorerie d'exploitation principalement en raison de produits générés par les ventes et d'un bénéfice plus élevés en 2005 qu'en 2004, et de paiements liés au rabais moins importants.
Activités d'investissement	(760)	(543)	Augmentation des flux de trésorerie d'investissement en raison du traitement des coûts autres qu'en capital liés au projet de remise en service de Pickering A à titre d'actifs réglementaires en 2005, en partie contrebalancée par une diminution des investissements dans les immobilisations.
Activités de financement	485	33	Augmentation des flux de trésorerie de financement, principalement en raison de l'émission de titres d'emprunt à long terme en 2005, en partie contrebalancée par une diminution nette de l'émission de billets à court terme.
Augmentation (diminution) nette	906	(284)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	908	2	

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation se sont établis à 1 201 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, comparativement à 226 millions de dollars en 2004. L'augmentation des flux de trésorerie d'exploitation en 2005 est principalement attribuable à des produits et à un bénéfice plus élevés en 2005 en raison de l'augmentation des prix de vente moyens et de la production d'OPG, ainsi qu'à la réduction des paiements liés au rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché en 2005. Ces incidences favorables sur les flux de trésorerie d'exploitation ont été en partie contrebalancées par une augmentation des cotisations aux régimes de retraite en 2005 comparativement à 2004.

Au cours de 2005, OPG a effectué des paiements liés au rabais de 851 millions de dollars en vertu de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché comparativement à des paiements de 1 124 millions de dollars au cours de 2004. L'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché a pris fin le 31 mars 2005. En vertu de cette entente, OPG a versé des rabais totalisant 4 milliards de dollars entre le 1^{er} mai 2002, au moment de l'ouverture du marché ontarien à la concurrence, et le 31 décembre 2005, entraînant une incidence négative importante sur les liquidités d'OPG.

En vertu du rabais associé à la limite de revenus, qui est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2005, OPG est tenue de verser 739 millions de dollars en rabais en 2006, représentant la production assujettie à la limite de revenus de 4,7 ¢ le kWh pour la période du 1^{er} avril au 31 décembre 2005. Des rabais supplémentaires associés à la limite de revenus survenus entre le 1^{er} janvier et le 30 avril 2006 seront versés en 2006, de même que des paiements liés au rabais additionnels en raison de la prolongation de la limite de revenus après le 30 avril 2006.

En 2005, OPG a versé des cotisations de 254 millions de dollars aux régimes de retraite comparativement à 154 millions de dollars en 2004. Les cotisations aux régimes de retraite ont été augmentées en 2005 afin de refléter les besoins de capitalisation fondés sur l'évaluation actuarielle du 1^{er} janvier 2005 du régime de retraite.

Comme l'exige l'ONFA, OPG a versé des cotisations totalisant 454 millions de dollars aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires en 2005 et 2004.

Activités d'investissement

OPG est une société hautement capitalistique qui nécessite des investissements continus dans les immobilisations et la technologie pour améliorer la rentabilité de ses actifs en rehaussant l'efficacité de son exploitation, augmenter la capacité de production des centrales existantes, ajouter de nouvelles capacités de production, et maintenir et améliorer la sécurité et la protection de l'environnement de ses actifs. Les dépenses en capital ont été de 498 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, contre 561 millions de dollars en 2004. La diminution des dépenses en capital est attribuable à la réduction des dépenses en capital liées à la remise en service et à la conformité environnementale de Pickering A en 2005 et à l'achèvement des activités de construction à Brighton Beach

en 2004, en partie contrebalancés par les dépenses engagées pour le tunnel de Niagara. Les dépenses en capital prévues d'OPG pour 2006 devraient augmenter jusqu'à environ 850 millions de dollars, principalement en raison du projet de tunnel Niagara et des dépenses liées aux projets de centrales du Lac Seul et de Thunder Bay.

Activités de financement

OPG a renouvelé sa facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars en mai 2005. La facilité renouvelée est divisée en deux tranches, soit une tranche de 364 jours de 500 millions de dollars venant à échéance en mai 2006 et une tranche de trois ans de 500 millions de dollars venant à échéance en mai 2008. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affectée au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2005, OPG n'avait pas d'emprunts impayés en vertu de son programme de papier commercial comparativement à 26 millions de dollars à payer au 31 décembre 2004. Depuis avril 2005, OPG n'a effectué aucun emprunt en vertu de son programme de papier commercial. Au 31 décembre 2005, OPG n'avait aucun autre emprunt impayé en vertu de sa facilité de crédit bancaire.

OPG a des facilités de crédit d'exploitation bancaire non confirmées à court terme de 26 millions de dollars (26 millions de dollars en 2004) ainsi que d'autres facilités de crédit non confirmées à court terme de 215 millions de dollars (200 millions de dollars en 2004) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit pour soutenir ses régimes de retraite complémentaires et est tenue de verser des lettres de crédit à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale conformément aux règles du marché (Code de règlement au détail de la Commission de l'énergie de l'Ontario). Au 31 décembre 2005, des lettres de crédit totalisant 157 millions de dollars (155 millions de dollars en 2004) étaient émises, dont 138 millions de dollars se rapportaient aux régimes de retraite complémentaires et 19 millions de dollars se rapportaient aux exigences de sûreté auprès des sociétés de distribution locale.

En mars 2005, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin d'obtenir un financement à long terme additionnel d'un montant pouvant atteindre 600 millions de dollars. Ce financement était nécessaire pour combler une insuffisance prévue des flux de trésorerie d'exploitation. En avril 2005, une tranche de 400 millions de dollars a été avancée en vertu de cette facilité pour une durée de sept ans. Conformément à l'entente conclue avec la SFIÉO, la tranche résiduelle de 200 millions de dollars de financement additionnel peut être prélevée jusqu'au 31 mars 2006.

En mars 2005, OPG a émis un billet de 95 millions de dollars à la SFIÉO. Ce financement a été affecté au paiement des obligations au titre des intérêts débiteurs envers la SFIÉO.

En septembre 2005, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO à l'égard du financement du projet de construction du tunnel de Niagara. Le financement, pouvant atteindre 1 milliard de dollars, sera avancé sous la forme de billets de dix ans, selon des modalités commerciales, pendant la durée du projet, et servira

à respecter les obligations du projet. Les avances en vertu de cette facilité devraient commencer au cours du deuxième trimestre de 2006.

En octobre 2005, OPG a conclu une entente semblable avec la SFIÉO pour financer le projet de conversion au gaz de la centrale de Thunder Bay. Un montant pouvant atteindre 95 millions de dollars est mis à la disposition d'OPG en vertu de cette facilité de crédit sur laquelle des prélèvements peuvent être faits au besoin tout au long de la période de construction projetée de

deux ans. OPG devrait effectuer son premier prélèvement en vertu de cette facilité au cours du premier trimestre de 2006.

Au 31 décembre 2005, la dette à long terme d'OPG à payer à la SFIÉO s'établissait à 3,7 milliards de dollars. Bien que le nouveau financement ajouté en 2005 ait prolongé le profil de l'échéance, un montant de 3 milliards de dollars de la dette à long terme doit être remboursé ou refinancé au cours des cinq prochaines années.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles de la Société et les autres engagements commerciaux importants sont comme suit au 31 décembre 2005 :

(en millions de dollars)	2006	2007	2008	2009	2010	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement en combustible	693	425	197	68	15	15	1 413
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	454	454	679	350	350	1 403	3 690
Remboursement de la dette à long terme	800	400	400	350	970	775	3 695
Intérêt sur la dette à long terme	214	168	145	122	90	55	794
Obligations d'achat non conditionnelles	26	20	12	9	15	27	109
Créditeurs à long terme	28	28	9	—	—	—	65
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	13	13	13	13	14	—	66
Cotisations aux régimes de retraite ¹	254	—	—	—	—	—	254
Divers	75	34	35	34	35	11	224
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	156	173	172	116	1	—	620
Total	2 715	1 715	1 662	1 062	1 490	2 286	10 930

1. Les cotisations aux régimes de retraite comprennent des besoins de capitalisation additionnelle visant le déficit et des besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1^{er} janvier 2005. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2006 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions de l'échéancier des flux de trésorerie futurs.

Notations

Le maintien d'une notation de première qualité est essentiel à la liquidité de la Société et à l'accès rentable aux marchés financiers. En décembre 2005, OPG avait une notation à long terme de BBB+ attribuée par Standard & Poor's («S&P») et de A (bas) attribuée par Dominion Bond Rating Services («DBRS»). En mai 2005, par suite de l'examen du nouveau cadre réglementaire provisoire dans lequel OPG exercera ses activités, DBRS a modifié la tendance sur la dette non garantie d'OPG de négative à stable et a confirmé la notation du papier commercial d'OPG à R-1 (bas). En septembre 2005, S&P a révisé la perspective d'OPG de «en développement» à «positive», et a confirmé la notation à long terme de BBB+ et la notation du papier commercial à court terme de A-2 d'OPG.

Conventions et estimations comptables critiques

Les conventions comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables futures, sont décrites à la note 3 afférente aux états financiers consolidés au 31 décembre 2005 et pour l'exercice terminé à cette date. Certaines de ces conventions sont qualifiées de critiques d'après les jugements et les estimations subjectifs et complexes entourant des questions de nature incertaine. Si les conditions ou les hypothèses étaient différentes, les résultats présentés pourraient varier considérablement. Les conventions et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG, la probabilité que des montants considérablement différents soient présentés en cas de conditions et d'estimations différentes, et l'incidence des modifications de certaines conditions ou hypothèses sont décrites ci-après.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* stipule que les installations nucléaires et hydroélectriques de base d'OPG reçoivent des prix réglementés pour leur production. En vertu de ce règlement, OPG est tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1^{er} janvier 2005 liés à la remise en service d'unités à la centrale nucléaire Pickering A. Au 31 décembre 2005, le compte de report était de 261 millions de dollars, composé de coûts autres qu'en capital de 228 millions de dollars liés à l'unité 1, de 19 millions de dollars liés aux unités 2 et 3, de 11 millions de dollars liés aux coûts de remise en service généraux, et d'intérêts de 7 millions de dollars cumulés à un coût moyen de l'endettement de 6 %. OPG a commencé à amortir le compte de report lié à l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A lorsque l'unité a été remise en service en novembre 2005. L'amortissement de 4 millions de dollars a été imputé aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Lorsque OPG sera devenue assujettie aux prix réglementés établis par la CEO en 2008, la CEO sera tenue par la réglementation de s'assurer qu'OPG recouvrera tout solde du compte de report au moyen des taux facturés aux clients futurs selon une méthode linéaire, pendant une période n'excédant pas 15 ans.

De plus, en vertu du règlement, OPG est tenue d'établir un compte pour comptabiliser certains écarts par rapport aux prévisions, constatés à compter du 1^{er} avril 2005, liés à un certain nombre de circonstances prédéfinies. Aux termes du règlement, la CEO est tenue de s'assurer du recouvrement de ces montants, engagés prudemment et inscrits avec exactitude, par le truchement des tarifs exigés des futurs clients, sur une période n'excédant pas trois ans. Réciproquement, OPG remboursera aux consommateurs, le cas échéant, certains autres montants d'écart inscrits dans ce compte. Au 31 décembre 2005, OPG avait inscrit un passif réglementaire de 4 millions de dollars dans le compte d'écart reflétant une hydraulicité favorable comparativement à celle qui avait été prévue. Un autre passif réglementaire est composé d'une tranche des produits non réglementés tirés des actifs réglementés d'OPG, qui entraîneront une réduction des tarifs réglementés futurs devant être établis par la CEO. OPG a aussi inscrit un actif réglementaire de 5 millions de dollars reflétant les produits tirés des services connexes qui ont été inférieurs aux prévisions utilisées dans l'établissement des tarifs réglementés. L'évaluation des actifs et des passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement.

Avec la mise en application de la réglementation des tarifs pour les installations hydroélectriques et nucléaires de base d'OPG le 1^{er} avril 2005, OPG a inscrit une perte extraordinaire de 74 millions de dollars découlant de l'élimination de l'actif d'impôts futurs net.

Impôts sur les bénéfices

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés et de l'impôt sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) et sont modifiés conformément aux règlements de la *Loi de 1998 sur l'électricité*.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des diverses lois et règlements relatifs à l'impôt. La *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario) comportent une foule d'interprétations techniques et de cas de jurisprudence qui aident à déterminer la position de la Société en matière de déclaration de revenus. Toutefois, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements fiscaux connexes sont relativement nouveaux et, par conséquent, OPG a dû prendre certaines positions à l'égard du calcul du montant de la charge fiscale. Ces positions pourraient être contestées par suite d'une vérification, et même refusées, et donner lieu à une augmentation importante de la charge fiscale d'OPG au moment d'une nouvelle cotisation. Bien que la direction estime que sa charge fiscale soit adéquate, compte tenu de l'information actuellement disponible, il subsiste une certaine incertitude étant donné que la loi a été adoptée récemment.

Pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices du secteur Production non réglementée, OPG utilise la méthode axée sur le bilan et constitue une provision pour les impôts futurs à l'égard des écarts fiscaux temporaires. Le processus comprend une estimation du passif fiscal réel d'OPG pour l'impôt exigible et une évaluation des impôts futurs de la Société en raison des écarts temporaires découlant de la différence entre la valeur fiscale d'un actif ou d'un passif et sa valeur comptable inscrite au bilan consolidé. De plus, OPG doit évaluer si les actifs d'impôts futurs peuvent être réalisés et, dans la mesure où ce recouvrement n'est pas considéré comme probable, une provision pour moins-value doit être constituée. La Société doit faire preuve de jugement pour calculer la charge fiscale, les actifs et les passifs d'impôts futurs et toute provision pour moins-value correspondante. La création ou la révision d'une provision pour moins-value a une incidence sur les résultats de la période.

À compter du 1^{er} avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices des secteurs à tarifs réglementés de ses activités conformément aux paragraphes 102 à 104, inclusivement, du chapitre 3465 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* («ICCA»), «Impôts sur les bénéfices». Par conséquent, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouverts dans les tarifs réglementés facturés aux futurs clients.

Des actifs d'impôts futurs de 269 millions de dollars étaient inscrits au bilan consolidé au 31 décembre 2005. La Société est d'avis que le bénéfice imposable futur et les gains en capital seront suffisants pour permettre l'utilisation des déductions et des reports prospectifs. En raison de l'adoption de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, OPG n'a pas inscrit des actifs d'impôts futurs de 3 297 millions de dollars, qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan, découlant normalement des écarts temporaires liés aux provisions relatives à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires.

Des passifs d'impôts futurs de 492 millions de dollars étaient inscrits au bilan consolidé au 31 décembre 2005. En raison de l'adoption de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés, OPG n'a pas inscrit des passifs d'impôts futurs de 3 380 millions de dollars, qui auraient été inscrits selon la méthode axée sur le bilan, découlant principalement d'écarts temporaires liés aux fonds pour enlèvement des immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Secteurs d'activité

Avant le 1^{er} avril 2005, OPG avait deux secteurs d'activité isolables, soit Production et Commercialisation de l'énergie. Une catégorie distincte, Divers, englobait les produits d'exploitation et certains coûts non affectés à ses secteurs d'activité. Avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG a modifié sa définition des secteurs d'activité afin de demeurer conforme aux exigences du chapitre 1701 du *Manuel de l'ICCA*, «Informations sectorielles». OPG présente ses résultats en fonction de ces nouveaux secteurs à compter du 1^{er} avril 2005 et a reclassé les montants des périodes antérieures en conséquence.

Dépréciation des centrales de production et autres immobilisations

OPG exerce ses activités dans un secteur fortement capitalistique et a besoin d'investir considérablement dans les immobilisations corporelles. Au 31 décembre 2005, la valeur comptable nette des immobilisations corporelles d'OPG s'élevait à 11 412 millions de dollars.

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrement chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. La recouvrabilité des immobilisations corporelles est établie en comparant la valeur comptable d'un actif aux flux de trésorerie nets futurs non actualisés devant découler de l'actif sur sa durée de vie utile estimative. Si les flux de trésorerie futurs prévus non actualisés sont inférieurs aux valeurs comptables, une dépréciation est constatée, laquelle correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur, ou aux flux de trésorerie actualisés.

Diverses hypothèses et estimations comptables sont requises pour déterminer si une dépréciation devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Cela comprend des facteurs comme les prévisions à court et à long terme du prix du marché de l'électricité dans l'avenir, la demande d'électricité et l'approvisionnement en électricité, les dates de mise en service des centrales nouvelles et fermées temporairement, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en capital et la durée de vie des centrales. Le montant des flux de trésorerie nets futurs qu'OPG prévoit réaliser relativement à ses immobilisations corporelles pourrait être considérablement différent des valeurs comptables nettes inscrites dans les états financiers consolidés d'OPG.

Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Le traitement comptable des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG dépend des conventions comptables et des hypothèses de la direction servant à calculer les montants.

Convention comptable

En vertu des principes comptables généralement reconnus du Canada, les résultats réels qui diffèrent des hypothèses utilisées, de même que les rajustements découlant des changements d'hypothèses, sont cumulés et amortis sur des périodes futures et influent donc généralement sur les charges constatées et l'obligation enregistrée au cours des périodes futures.

Selon la convention de comptabilisation des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi d'OPG, certains gains et certaines pertes actuariels n'ont pas été passés en charges et ne sont donc pas pris en compte dans les obligations en vertu des régimes de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi d'OPG pour les raisons suivantes :

- Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché prend en compte les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.
- Pour ce qui est des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent de la fraction non amortie du gain net ou de la perte nette cumulée sur 10 % du montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations et la valeur liée au marché des actifs des régimes (le «corridor») est amorti sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue.

De plus, les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi sont amortis sur des périodes futures et influent donc sur les charges constatées et l'obligation enregistrée au cours des périodes futures.

Au 31 décembre 2005, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts non amortis des prestations au titre des services passés pour les régimes de retraite et autres avantages

postérieurs à l'emploi s'élevaient à 2 760 millions de dollars (1 604 millions de dollars en 2004). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2005 et 2004 s'établissaient comme suit :

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Perte (gain) actuariel(le) net(te) non encore amorti(e)						
en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	(48)	476	-	-	-	-
Perte actuarielle nette non amortie en raison de l'utilisation du corridor	910	536	14	14	207	150
Perte actuarielle nette qui sera amortie	875	-	4	14	578	272
Perte actuarielle nette non amortie	1 737	1 012	18	28	885	422
Coûts des services passés non amortis	100	119	4	5	16	18

Hypothèses comptables

Les hypothèses utilisées pour déterminer les obligations au titre des prestations projetées et les coûts des régimes d'avantages sociaux de la Société sont évaluées périodiquement par la direction en collaboration avec un actuaire indépendant. Les principales hypothèses, telles que le taux d'actualisation servant à mesurer les obligations de la Société au titre des prestations, le taux de

rendement prévu à long terme des actifs des régimes et les coûts projetés des soins de santé, sont évaluées et mises à jour chaque année. Les taux d'actualisation utilisés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts pour les régimes d'avantages sociaux des employés de la Société sont fondés sur des rendements d'obligations de sociétés notées AA représentatives.

Une variation de ces hypothèses, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, aurait l'incidence suivante sur les coûts de 2005, excluant les composantes liées à l'amortissement :

	Régime de retraite agréé	Régimes de retraite complémentaires	Autres avantages postérieurs à l'emploi
(en millions de dollars)			
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(19)	s.o.	s.o.
Diminution de 0,25 %	19	s.o.	s.o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(10)	-	(2)
Diminution de 0,25 %	11	-	2
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	31	1	s.o.
Diminution de 0,25 %	(29)	(1)	s.o.
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	7	2	-
Diminution de 0,25 %	(7)	(1)	-
Tendance des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s.o.	s.o.	26
Diminution de 1 %	s.o.	s.o.	(20)

s.o. - changement d'hypothèse non applicable

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG se composent des passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires, ainsi que des coûts pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires découlant du déclassement des centrales à combustible fossile. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié comprennent la plus grande part de l'obligation totale. Les estimations des passifs nucléaires sont revues annuellement dans le cadre du programme global continu de gestion des déchets nucléaires. Les changements apportés aux passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations influant sur le montant des flux de trésorerie non actualisés estimatifs à l'origine sont enregistrés à titre de rajustement des passifs, le changement correspondant apporté au coût lié à la mise hors service étant capitalisé dans la valeur comptable de l'actif à long terme.

Les estimations des coûts liés à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires reposent sur d'importantes hypothèses puisque les programmes sont en vigueur pour plusieurs années. Les hypothèses importantes sous-jacentes à plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisées dans le calcul des charges à payer font l'objet d'examen périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les modifications touchant le calendrier des programmes, les technologies utilisées, le taux d'inflation et le taux d'actualisation, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer.

L'estimation actuelle des coûts nécessaires à l'achèvement de l'enlèvement des immobilisations nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires est conforme avec le plan de référence approuvé actuel. OPG procède actuellement à un examen détaillé qui permettra d'établir un plan de référence mis à jour. Ce plan de référence mis à jour devrait être terminé et approuvé au cours de 2006.

Compte tenu de la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A et de la décision, prise en 2005, de ne pas remettre les unités 2 et 3 en marche, OPG procède à l'examen de l'incidence que ces événements auront sur les hypothèses, les changements dans l'échéancier des programmes et les coûts estimatifs qui sous-tendent l'augmentation du passif lié à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Tout changement apporté à l'estimation de ces coûts sera reflété dans la mise à jour prévue du plan de référence en 2006.

Amortissement

Les immobilisations corporelles des centrales d'OPG sont amorties selon leur durée de vie utile estimative sur une base linéaire. La durée de vie utile des centrales est estimée selon la consommation, la législation gouvernementale et les intentions prévues de la direction.

En juin 2005, la Province a fourni des détails additionnels relativement à son plan de remplacement des centrales alimentées au charbon. Par conséquent, en juillet 2005, OPG a prolongé d'une année, aux fins du calcul de l'amortissement, la durée de vie utile résiduelle de la centrale Nanticoke jusqu'en décembre 2008. Cette modification de l'estimation a été comptabilisée prospectivement et a réduit la dotation aux amortissements de 20 millions de dollars en 2005.

OPG a aussi prolongé, aux fins du calcul de l'amortissement, la durée de vie utile résiduelle de l'unité 4 de la centrale Pickering A de 2017 à 2021, conformément à la durée de vie utile résiduelle de l'unité 1. Cette modification reflète l'évaluation de la direction de la durée de vie utile résiduelle, en tenant compte de la récente remise à neuf de cette unité. Cette modification est entrée en vigueur en novembre 2005 et réduit la dotation aux amortissements d'environ 16 millions de dollars annuellement jusqu'en 2017, compte non tenu de l'incidence des entrées d'immobilisations prévues à la centrale.

OPG continuera d'examiner la durée de vie utile estimative de ses centrales, y compris des unités de la centrale Pickering B. Toute modification découlant de cet examen sera reflétée en 2006.

Gestion des risques

Le portefeuille d'actifs de production et les activités de négociation et de commercialisation de l'électricité d'OPG sont exposés à des risques inhérents, dont le risque financier, le risque d'exploitation et le risque stratégique. Afin de gérer ces risques, le conseil d'administration et la direction d'OPG ont mis en œuvre un cadre intégré de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise pour la gouvernance, l'identification, l'évaluation, la surveillance et la présentation des risques à l'échelle d'OPG et de ses unités fonctionnelles. La mise en œuvre et la coordination des activités de gestion des risques à l'échelle de l'entreprise s'effectuent par l'entremise d'un groupe centralisé de gestion des risques, séparé et indépendant du groupe de gestion opérationnelle. L'information sur les risques des unités économiques est évaluée indépendamment et est regroupée par le groupe de gestion des risques, puis est communiquée régulièrement par le responsable de la gestion des risques au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration. Les processus axés sur le risque soient intégrés aux plans stratégiques et financiers afin d'assurer la viabilité de la Société et l'atteinte de ses objectifs.

Bien qu'OPG estime que ses stratégies de gestion des risques soient appropriées, rien ne peut garantir que les risques ci-après ou d'autres facteurs de risque n'auront pas une incidence défavorable importante sur OPG. Plus particulièrement, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* et les règlements connexes, l'imposition d'une limite de revenus sur les actifs non réglementés à l'exception de la centrale Lennox et les volumes liés aux contrats existants, ainsi que les modifications au mandat futur d'OPG sur le marché de l'électricité ontarien pourraient avoir une incidence importante sur OPG.

Classification des risques

Aux fins de suivi et de communication de l'information sur les risques, la Société utilise les trois grands types de risques suivants :

- Le risque financier englobe les risques de perte financière causée par des facteurs externes, y compris les risques liés aux cours et à la volatilité du marché, les risques de crédit, les risques de change, les risques de taux d'intérêt, les risques d'illiquidité et d'autres facteurs.
- Le risque opérationnel concerne les risques de perte directe ou indirecte découlant d'événements externes ou de processus internes, de personnel, d'équipement ou de systèmes défaillants ou inadéquats. On y retrouve notamment les risques liés à la fiabilité de production, à l'approvisionnement et à la disponibilité du combustible, à la sécurité, aux processus de gestion et à l'interruption des activités, les risques liés aux ressources humaines et les risques liés aux technologies de l'information.
- Le risque stratégique est le risque que des événements ou des conditions défavorables dans le contexte économique, politique et social et le contexte réglementaire d'OPG empêcheront la Société d'atteindre ses objectifs. Ces risques comprennent les risques associés à des changements réglementaires néfastes ou à des règlements existants onéreux, les risques découlant de conditions économiques imprévues, le risque de perte financière ou d'atteinte à la réputation résultant d'actions politiques imprévues, et les risques liés à la planification de la relève.

Outils de gestion des risques

Dans le cadre de la surveillance et de la gestion des risques, outre les indicateurs qualitatifs provenant des vérifications, des examens et des autoévaluations internes axés sur les risques, OPG emploie des outils et des systèmes de mesure quantitatifs. La Société évalue continuellement la pertinence et la fiabilité des outils et des systèmes de mesure quantitatifs à la lumière de l'évolution du contexte du risque. Certains des outils et des systèmes de mesure quantitatifs dont OPG se sert actuellement pour mesurer et présenter le risque sont décrits ci-après :

- Des autoévaluations des risques des unités économiques sont menées tous les ans à l'échelle de l'entreprise et mises à jour tous les trimestres. À partir de critères standard d'évaluation de la probabilité et des conséquences d'événements à risque, les unités économiques d'OPG évaluent les risques liés à leurs processus, à leurs activités et à leurs projets. L'information ainsi obtenue aide les unités économiques à élaborer des plans d'atténuation des risques pour éviter, transférer, réduire ou accepter le risque et à prendre des décisions de répartition du capital fondées sur le risque.

- L'analyse de la valeur à risque («VaR») sert à mesurer et à gérer les risques de marché dans le portefeuille de négociation de l'électricité d'OPG. Cette méthode permet d'obtenir une mesure quantitative particulière aux risques de marché dans des conditions de marché normales. Pour un portefeuille donné, la valeur à risque mesure la perte future éventuelle (en termes de valeur marchande) qui, dans des conditions de marché normales, ne sera pas dépassée dans un intervalle de probabilité défini au cours d'une période déterminée.
- Les tests de tension aident à déterminer les effets des évolutions potentiellement extrêmes du marché sur les valeurs marchandes des positions de négociation et de vente de l'électricité. Ces tests servent à déterminer le montant de capital économique qu'OPG doit affecter pour couvrir le risque de marché dans des conditions de marché extrêmes.
- Le capital économique représente une mesure du montant de capitaux propres nécessaire à une date donnée pour absorber les pertes non prévues résultant de risques à cette date. Actuellement, OPG calcule le capital économique de crédit pour ses activités de commercialisation de l'énergie.

Risque financier

Risque sur marchandises

Le risque sur marchandises est le risque que les variations du prix sur le marché de l'électricité ou des combustibles utilisés pour produire l'électricité aient une incidence défavorable sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG. Afin de gérer ce risque, la Société tente de maintenir un équilibre entre le risque sur marchandises inhérent à sa production d'électricité et le risque lié aux portefeuilles de combustible des installations dans la mesure où la liquidité de négociation dans les marchés des marchandises pertinents permet de le faire de manière justifiée sur le plan économique. Afin de gérer le risque lié aux matières premières, OPG a un programme de couverture relativement au combustible. Outre les contrats à prix fixes pour les combustibles fossiles et nucléaires, OPG utilise régulièrement des instruments dérivés pour réduire le risque associé au prix du combustible.

Conformément à un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration de l'électricité*, OPG reçoit des prix réglementés pour ses installations hydroélectriques et nucléaires de base (environ 60 % de la production d'OPG) depuis le 1^{er} avril 2005. Ces prix devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 au moins, ou jusqu'à ce que la CEO établisse de nouveaux prix réglementés. De plus, 85 % de la production d'électricité d'OPG non réglementée restante, excluant la production de la centrale Lennox et les volumes liés aux contrats existants, fait l'objet d'une limite de revenus de 4,7 ¢ le kWh, en vigueur du 1^{er} avril 2005 au 30 avril 2006. Le gouvernement a récemment annoncé la prolongation de la limite de revenus d'une période de trois ans.

Les pourcentages de production prévue d'OPG, les exigences en matière d'émissions et les besoins de combustible couverts sont présentés ci-dessous.

	2006	2007	2008
Production estimative couverte ¹	92 %	92 %	93 %
Besoins de combustible estimatifs couverts ²	97 %	89 %	77 %
Exigences en matière d'émissions de monoxyde d'azote (NO) estimatives couvertes ³	100 %	77 %	68 %
Exigences en matière d'émission de dioxyde de soufre (SO ₂) estimatives couvertes ³	100 %	100 %	100 %

1. Représente la tranche de la production future en mégawattheures, y compris les achats d'électricité, pour laquelle la Société détient des engagements et des contrats de vente, y compris les obligations se rapportant aux contrats d'option de tarifs provisoires, au prix réglementé pour la production hydroélectrique et nucléaire de base et à la limite de revenus pour les actifs non prescrits.

2. Représentent la tranche approximative de la production prévue en mégawattheures (et l'objectif de stocks de fin d'exercice pour le combustible fossile) de tous les types d'installations (fossile, nucléaire ou hydroélectrique) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou des obligations contractuelles pour garantir le niveau de disponibilité attendu ou le prix du combustible ou encore les services liés au combustible. Le combustible excédentaire en stock à une année donnée est attribué à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture. Comme la production hydroélectrique subit surtout l'influence des prévisions météorologiques et des conditions climatiques, on présume que les ratios de couverture du combustible pour les installations hydroélectriques sont de 100 %.

3. Représentent la tranche approximative de la production fossile prévue en mégawattheures pour laquelle OPG a acheté, s'est vu affecter ou a reçu des quotas et des crédits de réduction des émissions afin de respecter ses obligations en vertu du règlement 397/01 de l'Ontario en matière d'environnement.

Les positions ouvertes sont mesurées par rapport aux limites de la valeur à risque («VaR»). L'utilisation de la VaR a été entre 0,7 million et 3,0 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, alors qu'elle était entre 0,4 million et 2,2 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004. L'utilisation de la VaR respecte la tolérance au risque de la Société et les limites de la VaR approuvées.

La liquidité de négociation continue d'être limitée en Ontario et sur les marchés interconnectés en raison de principes fondamentaux du marché de l'énergie élargis. En outre, la limite de revenus réduit l'exposition de la clientèle aux prix sur le marché au comptant de l'électricité et réduit davantage la liquidité de négociation.

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque financier que des contreparties contractuelles ne respectent pas leurs obligations. Le risque de crédit exclut tout risque opérationnel découlant du fait qu'un tiers ne livre pas un produit ou un service comme prévu. Les produits d'exploitation d'OPG proviennent de diverses sources, dont la vente de produits énergétiques et la vente de produits de gestion du risque financier à des tiers. Toutefois, la majeure partie des produits d'exploitation d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERÉ.

Le risque de crédit pour la SIERÉ fluctue en fonction des prix au comptant et des volumes de production à tarifs réglementés et non réglementés, et est réduit chaque mois au moment du règlement des comptes. Le risque de crédit pour la SIERÉ a atteint un sommet de 1 146 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et de 901 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

La direction d'OPG estime que ce risque pour la SIERÉ est acceptable en raison de son rôle de premier plan sur le marché ontarien. La SIERÉ gère son propre risque de crédit et sa capacité de payer les producteurs en ordonnant que les intervenants du marché au comptant respectent ses normes de solvabilité et de garantie. De plus, en cas d'inexécution de la part d'un participant de la SIERÉ, chaque intervenant du marché partage au prorata son exposition au risque. Compte tenu de la position d'OPG dans le marché, la Société assumerait environ 35 % du risque, du reste de la garantie et du recouvrement.

OPG surveille également et rend compte de son risque de crédit avec des contreparties. La direction d'OPG estime qu'il s'agit de limites acceptables et ne prévoit pas d'incidence importante sur ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie en cas de non-exécution éventuelle.

Le tableau suivant donne des informations sur le risque de crédit associé aux activités de vente et de commerce d'électricité au 31 décembre 2005 :

Notation ¹	Nombre de contreparties ²	Risque éventuel ³	Risque éventuel pour les contreparties les plus importantes	
			Nombre de contreparties	Risque de contrepartie
		(en millions de dollars)		(en millions de dollars)
AAA à AA-	38	3	-	-
A+ à A-	44	37	1	15
BBB+ à BBB-	85	32	1	10
BB+ à BB-	27	145	7	135
Inférieur à BB-	32	62	1	59
Sous-total	226	279	10	219
SIÉRÉ	1	661	1	661
Total	227	940	11	880

1. Les notations sont le résultat de l'analyse interne d'OPG, qui s'appuie sur les analyses des agences de notation externes dans la mesure du possible et sur les garanties et les lettres de crédit ou autres sûretés fournies.

2. Les contreparties d'OPG sont définies par chaque convention cadre.

3. Le risque éventuel est l'appréciation par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un taux de confiance de 95 %.

Pour toutes les contreparties, les contrats d'OPG permettent la gestion active des garanties pour réduire le risque de crédit. Aux termes d'un contrat, une contrepartie peut verser des garanties de bonne exécution au-delà du seuil établi. OPG peut employer de telles garanties par suite de modifications de prix du marché ou lorsque surviennent des événements en rapport avec le crédit. Les seuils désignent les limites de crédit établies conformément à la politique de l'entreprise en matière de crédit. L'incapacité de verser des garanties est une cause suffisante pour mettre fin à un contrat et liquider toutes les positions.

Risque d'illiquidité

OPG exerce ses activités dans un secteur capitalistique. Elle a besoin d'importantes ressources financières pour financer des projets d'amélioration et de maintenance des centrales, et assumer les dépenses nécessaires pour se conformer aux exigences environnementales ou aux autres exigences réglementaires. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les paiements relatifs au rabais associé à la limite de revenus, les obligations de financement annuelles en vertu de l'ONFA, la capitalisation des régimes de retraite et le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIÉO. La section Situation de trésorerie et sources de financement traite plus en détail de la liquidité de l'entreprise.

Risque de change et risque de taux d'intérêt

Le risque de change d'OPG est attribuable à deux grands facteurs : les opérations libellées en dollars américains (\$ US) comme l'achat de combustible fossile et l'influence des prix des marchandises libellées en \$ US sur les prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario, qui ont une incidence sur les produits d'exploitation d'OPG. La force et la direction du risque face au \$ US provenant des activités d'OPG subissent l'incidence de la fiabilité de la production et de la volatilité des prix des marchandises libellées en \$ US. OPG gère actuellement son risque au moyen de contrats à terme et d'autres produits dérivés pour couvrir périodiquement des parties de ses risques anticipés face au \$ US en conformité avec les politiques de gestion du risque approuvées.

OPG présente un risque de taux d'intérêt sur ses programmes d'emprunt et de placement à court terme. La plus grande partie de sa dette actuelle est à long terme. Le risque de taux d'intérêt découle du besoin de financement et de l'ajout possible d'une dette à taux variable. Il peut être couvert à l'aide d'instruments dérivés. La gestion des risques s'effectue par un éventail d'activités de couverture, en conformité avec les politiques de gestion du risque de la Société.

Risque opérationnel

Risque lié à la production

OPG est exposée aux répercussions financières du rendement incertain de ses installations de production. La quantité d'électricité produite par OPG est tributaire de l'approvisionnement en combustible, de la défaillance de l'équipement, des exigences d'entretien et des contraintes environnementales et réglementaires. Pour atténuer la volatilité du bénéfice attribuable au risque de production, OPG conclut de multiples ententes d'approvisionnement en combustible à court et à long terme et des ententes d'utilisation de l'eau à long terme; elle gère des stocks de combustible et applique les pratiques de l'industrie en matière de calendrier de maintenance et d'indisponibilité. De plus, OPG s'assure que les exigences réglementaires sont respectées, surtout en ce qui a trait aux licences de ses installations nucléaires, et gère les contraintes environnementales liées à la production à l'aide de programmes comme les crédits de réduction des émissions.

OPG est exposée à un important risque technologique découlant du vieillissement de son parc nucléaire. Les risques technologiques pouvant avoir d'importantes répercussions sur la capacité de production ou la durée de vie utile des immobilisations ne sont pas entièrement prévisibles, et OPG tente de repérer et d'atténuer ce type de risque au moyen d'examen et d'évaluations continus de la direction, de vérifications internes et de l'expérience des unités nucléaires dans le monde entier. OPG a entrepris un programme permanent de gestion du cycle de vie afin d'évaluer l'état des principales composantes de ses unités nucléaires, y compris les générateurs de vapeur, les canaux de combustible et les conduites d'alimentation, et de s'occuper des mécanismes de dégradation active associés à ces composantes importantes. Les prédictions actuelles en ce qui concerne la fin de la durée de vie utile des unités se fondent sur les prédictions relatives à la fin de la durée de vie utile des canaux de combustible.

L'aminçissement des conduites d'alimentation en acier ordinaire utilisées pour transporter l'eau chaude sous pression du réacteur aux générateurs de vapeur est une préoccupation qui touche l'ensemble de l'industrie. L'aminçissement des conduites d'alimentation survient à des degrés divers dans tous les réacteurs d'OPG. Bien que ce problème affecte la totalité des centrales nucléaires d'OPG, il touche davantage la centrale nucléaire Darlington. OPG est en train de mettre au point des options d'atténuation qui pourraient prolonger la durée de vie utile des conduites, réduire le taux d'aminçissement et améliorer la capacité de remplacer les conduites où cela s'avère nécessaire. De récentes mesures de l'épaisseur des parois des conduites retirées et inspections des unités 1 et 4 de la centrale Pickering A ont révélé que l'aminçissement est présent à des endroits différents de ceux qui ont été observés à la centrale Darlington, et le degré d'aminçissement est plus important qu'il n'avait été prévu initialement. Des inspections futures seront nécessaires afin de confirmer le taux d'aminçissement à la centrale Pickering A et pour établir les besoins de remplacement futur des conduites d'alimentation. Les conduites d'alimentation de la centrale Pickering B sont moins touchées par l'aminçissement que celles des centrales Darlington et Pickering A.

Des fissures ont été constatées dans les conduites d'alimentation de deux centrales CANDU situées à l'extérieur de l'Ontario. Dans ces centrales, les parties touchées des conduites ont été remplacées, et les unités ont été remises en service. OPG n'a pu constater de fissuration dans les conduites d'alimentation de ses installations nucléaires, mais elle effectue des inspections pendant les indisponibilités prévues régulièrement. L'étendue de ces inspections s'est accrue afin d'apaiser les craintes que le risque de fissures pourrait s'accroître dans les unités d'OPG. OPG participe également à des travaux de recherche et de développement avec d'autres opérateurs de CANDU afin de mieux comprendre les mécanismes de dégradation.

Les réacteurs de la centrale Pickering A diffèrent des autres réacteurs CANDU en ce qu'ils sont confinés dans un coffre de béton rempli d'air appelé «enceinte du réacteur». Cet environnement pose possiblement un risque de corrosion pour les composantes en acier ordinaire présentes dans la structure de l'enceinte du réacteur, particulièrement si l'atmosphère est humide. Une dégradation importante des composantes en acier ordinaire s'est produite au début de la durée de vie utile. Un entretien a été effectué au cours des années 1980 et au début des années 1990 afin d'atténuer la dégradation et de réparer quelques-unes des composantes touchées. Du matériel a été ajouté pour maintenir une atmosphère sèche dans les enceintes et, par conséquent, réduire sensiblement le risque de corrosion. Il existe peu d'informations pour établir le degré de succès de ces efforts d'atténuation. D'autres inspections sont prévues.

En 2004, des inspections de l'unité 2 de la centrale Pickering A ont révélé une fissure unique prenant naissance dans le diamètre extérieur du tubage du générateur de vapeur. Il s'agissait de la première fissure jamais observée dans le tubage des générateurs de vapeur des centrales Pickering A et B, et cette découverte a mené à une inspection plus approfondie de l'ensemble des générateurs de vapeur de ces centrales. En 2005, l'inspection de l'unité 4 de la centrale Pickering A a confirmé la présence d'une fissure unique. Les inspections des autres unités des centrales Pickering A et B (y compris la récente inspection de l'unité 1 de la centrale Pickering A en 2004 et des unités 5 et 6 de la centrale Pickering B en 2005) n'ont pas révélé d'autres fissures. Les unités d'exploitation présentant un tubage fissuré nécessiteront vraisemblablement un intervalle d'exploitation réduit de l'ordre de un an avant l'inspection. S'il est établi que le tubage n'est pas propre au service, il peut être mis hors service, ce qui pourrait avoir une incidence sur la durée des indisponibilités et les coûts.

Risque lié à l'environnement

OPG engage des dépenses en capital et des frais d'exploitation considérables pour se conformer aux lois environnementales. Les exigences réglementaires ont trait aux rejets dans l'environnement; à la construction de nos installations et aux modifications apportées à celles-ci; au traitement, à l'utilisation, au stockage, au transport, à l'élimination et au nettoyage des matières dangereuses et des déchets, et au déclassement des installations de production à la fin de leur vie utile.

La politique de développement durable d'OPG l'engage à satisfaire à toutes les exigences législatives applicables et aux engagements environnementaux, à intégrer les facteurs

environnementaux à la planification commerciale et à la prise de décision, et à appliquer le principe de précaution en évaluant les risques pour la santé et l'environnement. Cette politique engage aussi OPG à gérer des systèmes de gestion de l'environnement à nos installations de production conformes à la norme ISO 14001.

OPG surveille ses émissions dans l'atmosphère et dans l'eau et communique régulièrement les résultats aux différents organismes de réglementation, dont le ministère de l'Environnement, Environnement Canada et la Commission canadienne de la sécurité nucléaire. Le public reçoit aussi des communications régulières à l'égard du rendement d'OPG sur le plan environnemental par l'intermédiaire de groupes consultatifs communautaires, de rapports environnementaux annuels, de bulletins communautaires, de visites libres et du site Internet d'OPG. OPG a élaboré et mis en œuvre des programmes internes de surveillance, d'évaluation et d'information afin de gérer les risques environnementaux, tels que les émissions atmosphériques et les émissions dans l'eau, les rejets, les déversements, les émissions radioactives et les déchets radioactifs. OPG continue également de s'occuper de la contamination historique des sols dans le cadre de son programme volontaire d'évaluation et de décontamination des sols.

OPG gère ses émissions (SO₂) et (NO_x) notamment grâce à l'installation d'équipement écologique spécialisé comme les épurateurs qui réduisent les émissions de SO₂, les brûleurs à faible émission de NO_x et l'équipement à réduction catalytique sélective qui abaisse les émissions de NO_x, ainsi qu'à l'achat de combustible à faible teneur en soufre. OPG utilise aussi un programme d'échange des émissions approuvé réglementaire afin de maintenir le niveau des émissions dans les limites réglementaires. La politique de remplacement des installations alimentées au charbon de la Province prescrit à OPG de réduire progressivement l'utilisation de la production alimentée au charbon au cours de la période de 2007 à 2009. Dans l'intervalle, OPG exploitera ses centrales alimentées au charbon conformément à l'ensemble des exigences réglementaires et mettra en application des mesures d'amélioration continues conformes aux exigences de maintien en service de ces installations.

Les émissions de gaz à effet de serre («GES») d'OPG ont été gérées de façon volontaire, principalement au moyen d'améliorations apportées à l'efficacité énergétique et de l'achat de crédits de réduction des émissions de GES. Le protocole de Kyoto, qui a été ratifié par le Canada, est entré en vigueur le 16 février 2005. Pour satisfaire aux obligations internationales du Canada à l'égard du protocole, le plan sur les changements climatiques du gouvernement fédéral comprend la mise en œuvre de règlements devant s'appliquer aux grands émetteurs finaux, y compris OPG. Les règlements à l'égard des grands émetteurs finaux, s'ils sont conclus comme il est actuellement proposé, exigeraient qu'OPG réduise l'intensité du CO₂ de chacune des installations à combustible fossile en exploitation après 2008 d'environ 13,5 % par rapport aux niveaux de 2000. Selon l'échéancier de la mise en application de la politique de remplacement des installations alimentées au charbon du gouvernement, la centrale Nanticoke devrait être la seule installation alimentée au charbon encore en exploitation après

2008. Par conséquent, le coût nécessaire à l'atteinte de la limite proposée pour la centrale Nanticoke au moyen de l'utilisation de crédits de réduction des émissions pourrait s'établir à 60 millions de dollars annuellement, en supposant l'accès au mécanisme de garantie du prix du dioxyde de carbone (CO₂) de 15 \$ la tonne.

Des modifications des lois environnementales ou des délais dans la mise en œuvre de l'échéancier actuel de la politique de remplacement des centrales alimentées au charbon du gouvernement pourraient créer des risques de conformité pouvant nécessiter l'installation d'équipement ou de technologies de contrôle additionnels, l'achat de crédits de réduction des émissions supplémentaires, ou pouvant restreindre la production des centrales à combustible fossile. De plus, le fait de ne pas se conformer aux lois environnementales applicables peut donner lieu à des mesures disciplinaires, y compris la possibilité d'ordonnances ou d'accusations. De plus, certaines activités d'OPG peuvent contaminer les sols ou l'eau, ce qui nécessiterait des mesures de décontamination. La responsabilité éventuelle associée à de tels événements peut avoir un effet défavorable important sur l'entreprise.

Risque lié à la réglementation

Conformément à un règlement adopté en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration de l'électricité*, OPG reçoit des prix réglementés pour ses installations hydroélectriques et nucléaires de base depuis le 1^{er} avril 2005. Ces prix devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 au moins. Quelque temps après le 31 mars 2008, la CEO devrait établir de nouveaux prix réglementés. Si des changements sont apportés aux hypothèses fondamentales à partir desquelles ces prix réglementés ont été établis, la Province peut modifier ces prix initiaux. De tels changements présentent le risque que le rendement sur les capitaux propres inclus dans les prix existants puisse être réduit. De la même manière, dans la mesure où des coûts supérieurs à ceux qui ont été prévus dans l'établissement des prix sont engagés et qu'aucune modification n'est apportée, ces coûts pourraient être pris en charge par OPG et ne pas être recouvrés par le truchement des tarifs exigés des futurs clients. Ces coûts pourraient être nécessaires au maintien de la fiabilité et de la sécurité des actifs de production réglementés d'OPG.

OPG a aussi été tenue par la réglementation d'établir des comptes d'écart pour les coûts engagés à compter du 1^{er} avril 2005, qui sont liés à certaines circonstances imprévues, et d'établir un compte de report des coûts autres qu'en capital engagés à compter du 1^{er} janvier 2005 dans le cadre de la remise en service de la centrale Pickering A. L'exactitude et la prudence à l'égard de tout solde de compte d'écart qu'OPG inscrit à titre d'actif ou de passif réglementaire devront être démontrées par OPG à la CEO lorsqu'elle établira les nouveaux prix réglementés après le 31 mars 2008. Le risque lié à la réglementation découle de la possibilité que la CEO n'approuve pas ces coûts. Dans l'éventualité où certains de ces coûts n'étaient pas approuvés par la CEO à une date future, les montants non approuvés seraient reflétés dans les résultats d'exploitation pendant la période au cours de laquelle la décision de la CEO est rendue.

Risque stratégique

Les activités d'OPG sont assujetties à une réglementation et à des directives gouvernementales qui peuvent changer. Les questions soumises à la réglementation comprennent les éléments suivants : la structure du marché de l'électricité, les activités nucléaires, y compris la réglementation en vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada),

la *Loi sur la responsabilité nucléaire* (Canada) et la *Loi sur les mesures d'urgence* (Ontario), la gestion des déchets nucléaires et le déclassement, les droits d'utilisation de l'eau, les questions environnementales, notamment les rejets dans l'atmosphère, et les impôts de remplacement. Étant donné que les exigences des lois peuvent changer et sont soumises à l'interprétation, OPG n'est pas en mesure de prévoir l'incidence de ces changements sur ses activités.

Information continue**Quatrième trimestre**

Le bénéfice net pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 160 millions de dollars comparativement à un bénéfice net de 34 millions de dollars pour la période correspondante de 2004. Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005 s'est établi à 192 millions de dollars comparativement à une perte de 80 millions de dollars pour la période correspondante de 2004.

Le détail de la variation de la marge brute et d'autres variations ayant une incidence sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2005 par rapport à 2004, avant impôts, est présenté ci-après :

(en millions de dollars)	Trimestre
Perte avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2004	(80)
Variations de la marge brute	
Augmentation des prix de vente de l'électricité, compte tenu du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et du rabais associé à la limite de revenus	230
Variation de la production d'électricité par secteur :	
Production nucléaire réglementée	62
Production hydroélectrique réglementée	(11)
Production hydroélectrique non réglementée	11
Production d'origine fossile non réglementée	(20)
Autres variations de la marge brute	(22)
	250
Diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la remise en service de la centrale Pickering A en raison du report de coûts autres qu'en capital en 2005 à titre d'actif réglementé	81
Augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en raison de la radiation de stocks par suite de la non-remise en service des unités 2 et 3 de la centrale Pickering A	(35)
Augmentation de la maintenance et des réparations des actifs nucléaires	(14)
Accroissement des charges de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi	(21)
Accroissement du bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	44
Autres variations nettes	(33)
Augmentation du bénéfice avant impôts sur les bénéfices	272
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005	192

L'augmentation du bénéfice avant impôts au cours du quatrième trimestre de 2005 a été principalement attribuable à une marge brute plus élevée liée aux ventes d'électricité en raison de prix de vente moyens plus importants comparativement à la période correspondante de 2004. L'augmentation des prix de vente moyens d'OPG au cours du quatrième trimestre de 2005 a été attribuable à la hausse des prix du marché au comptant de l'Ontario et à l'incidence des prix réglementés et des modifications réglementaires connexes qui sont entrés en vigueur en 2005. La production plus importante d'électricité au cours du quatrième trimestre de 2005 a aussi contribué à l'augmentation de la marge brute. La hausse de la production est principalement attribuable à la remise en service de l'unité 1

de la centrale nucléaire Pickering A au cours du quatrième trimestre de 2005, de même qu'au rendement solide des autres centrales nucléaires d'OPG.

L'augmentation du bénéfice au cours du quatrième trimestre de 2005 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent a aussi été attribuable à des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration moins importantes découlant du report de coûts autres qu'en capital liés au projet de remise en service de Pickering A en 2005, conformément à une exigence réglementaire en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration de l'électricité* et à l'achèvement du projet de remise en service de l'unité 1. L'amortissement des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration

a commencé au cours du quatrième trimestre de 2005 à la date de remise en service de l'unité 1, conformément à la réglementation.

La hausse du bénéfice du trimestre a aussi été attribuable à un bénéfice plus élevé provenant des fonds d'enlèvement des immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires en raison d'actifs plus importants et de rendements plus élevés sur le marché comparativement à 2004.

L'incidence de ces variations favorable sur le bénéfice du quatrième trimestre de 2005 a été en partie contrebalancée par des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration plus élevées liées à la radiation de stocks additionnels jugés excédentaires en raison de la décision de ne pas remettre les unités 2 et 3 de la centrale Pickering A en service, à des dépenses d'entretien et de réparation des actifs nucléaires plus importantes et à un accroissement des charges de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi.

Prix de vente moyens du quatrième trimestre

Les prix de vente moyens d'OPG par secteur d'activité, déduction faite du rabais associé à la limite de revenus, pour le trimestre terminé le 31 décembre 2005, et déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché pour le trimestre terminé le 31 décembre 2004, se présentent comme suit :

(¢/kWh)	Trimestres terminés les 31 décembre	
	2005	2004
Production nucléaire réglementée ¹	4,9	4,0
Production hydroélectrique réglementée ¹	3,9	4,0
Production hydroélectrique non réglementée ²	5,5	4,2
Production d'origine fossile non réglementée ²	5,6	4,1
Prix moyen d'OPG	5,0	4,0

1. Au cours de la période ayant commencé le 1^{er} avril 2005, la production d'électricité des centrales du secteur Production nucléaire réglementée a reçu un prix fixe de 4,95 ¢ le kWh. Au cours de la même période, la production d'électricité des centrales du secteur Production hydroélectrique réglementée a reçu un prix fixe de 3,3 ¢ le kWh pour les premiers 1 900 MWh de production à toute heure, et le prix du marché au comptant de l'électricité en Ontario pour la production excédant ce seuil.

2. Au cours de la période ayant commencé le 1^{er} avril 2005, 85 % de la production d'électricité des centrales non réglementées, à l'exception de la centrale Lennox et d'autres volumes sous contrats, a été assujettie à une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 4,7 ¢ le kWh.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant de l'exploitation au quatrième trimestre de 2005 se sont établis à 446 millions de dollars, en regard de 152 millions de dollars pour la période correspondante de 2004. La variation favorable des flux de trésorerie est principalement attribuable à des produits et à un bénéfice plus élevés comparativement à 2004 et à des paiements relatifs aux rabais moins importants en 2005. La variation favorable a été en partie contrebalancée par un accroissement des cotisations de retraite au cours de la période de 2005.

Le bénéfice après impôts du quatrième trimestre de 2005 a subi l'incidence de l'utilisation de la méthode des impôts exigibles, plutôt que de la méthode axée sur le bilan, pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités au moment de la mise en application de la réglementation des tarifs en 2005. En raison de l'utilisation de cette méthode, au cours du quatrième trimestre de 2005, OPG n'a pas inscrit une charge d'impôts futurs pour les secteurs à tarifs réglementés de 47 millions de dollars, qui aurait été inscrite si OPG avait comptabilisé les impôts sur les bénéfices pour les secteurs réglementés en appliquant la méthode axée sur le bilan.

En 2004, la charge d'impôts d'OPG a subi l'incidence d'une réduction de 93 millions de dollars de la provision pour moins-value des actifs d'impôts futurs qui avait été établie antérieurement, ce qui a entraîné une réduction de la charge d'impôts de 2004, qui ne s'est pas produite en 2005.

Sommaire des résultats trimestriels

Dans les tableaux suivants figurent certaines informations des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés pour chacun des 12 trimestres les plus récents terminés le 31 décembre 2005. Ces informations proviennent des états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés

d'OPG qui, de l'avis de la direction, ont été préparés conformément aux états financiers consolidés vérifiés. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de périodes futures.

(en millions de dollars)	Trimestres de l'exercice 2005 terminés les				Total pour l'exercice
	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre	
Produits après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et le rabais associé à la limite de revenus	1 358	1 373	1 571	1 496	5 798
(Perte) bénéfice avant élément extraordinaire	(38)	137	181	160	440
(Perte) bénéfice avant élément extraordinaire par action	(0,15) \$	0,53 \$	0,71 \$	0,62 \$	1,72 \$
Bénéfice net (perte nette)	(38)	63	181	160	366
Résultat par action	(0,15) \$	0,25 \$	0,71 \$	0,62 \$	1,43 \$

(en millions de dollars)	Trimestres de l'exercice 2004 terminés les				Total pour l'exercice
	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre	
Produits après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 350	1 141	1 212	1 215	4 918
Bénéfice net (perte nette)	64	(41)	(15)	34	42
Résultat par action	0,25 \$	(0,16) \$	(0,06) \$	0,13 \$	0,16 \$

(en millions de dollars)	Trimestres de l'exercice 2003 terminés les				Total pour l'exercice
	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre	
Produits après le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	1 480	1 246	1 224	1 228	5 178
Bénéfice net (perte nette)	73	8	34	(606)	(491)
Résultat par action	0,28 \$	0,03 \$	0,13 \$	(2,36) \$	(1,92) \$

Bilans aux 31 décembre				
(en millions de dollars)		2005	2004	2003
Total de l'actif		21 623	19 830	19 511
Total du passif à long terme		13 640	13 366	13 043
Dividendes en espèces déclarés par action		—	—	0,07
Actions ordinaires en circulation (millions)		256,3	256,3	256,3

Les résultats trimestriels d'OPG subissent l'incidence des variations de la demande résultant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques. Par le passé, les produits d'OPG ont généralement augmenté au cours du premier trimestre et du troisième trimestre en raison des besoins en chauffage pour le premier trimestre et en climatisation pour le troisième trimestre. Les rabais associés à la limite de revenus et à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, ainsi que les stratégies de couverture d'OPG ont réduit l'incidence des variations saisonnières des prix sur les résultats d'exploitation. Les rendements trimestriels subissent aussi l'incidence des facteurs décrits à la section Indicateurs clés de la production du rapport de gestion.

Depuis le 1^{er} avril 2005, les produits ont augmenté en raison de la mise en application des prix réglementés pour les installations hydroélectriques et nucléaires de base d'OPG et d'autres changements réglementaires connexes.

Ententes hors bilan

Titrisation

En octobre 2003, OPG a conclu un accord de titrisation à rechargement avec une fiducie indépendante. En vertu de l'accord de titrisation, OPG a vendu une participation en copropriété indivise dans certaines créances actuelles et futures découlant du cours normal des affaires. Le montant de la participation vendue est retranché du bilan consolidé avec chaque titrisation à rechargement. OPG conserve également une participation en copropriété indivise dans les créances vendues à la fiducie. Cette participation conservée est comptabilisée au coût dans le bilan consolidé d'OPG. La fiducie indépendante n'est pas contrôlée par OPG, et OPG n'en est pas le principal bénéficiaire. Par conséquent, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés. La titrisation donne à OPG une autre source de financement rentable. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, le coût moyen des fonds a été de 3,1 %, et les charges avant impôts sur les ventes à la fiducie ont été de 9 millions de dollars. Le produit au comptant net initial de 300 millions de dollars découlant de cette opération a été utilisé par OPG pour l'exploitation de l'entreprise. En décembre 2005, OPG a prolongé l'entente de titrisation jusqu'en août 2009. Voir la note 4 afférente aux états financiers consolidés vérifiés pour plus d'information.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Instruments dérivés

La majeure partie des instruments dérivés d'OPG est traitée en tant que couverture, les gains ou les pertes étant constatés au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées. OPG détient des instruments financiers dérivés liés aux marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité. OPG a conclu des swaps de taux d'intérêt différés à titre de couverture contre l'incidence de la variation future des taux d'intérêt sur les besoins d'emprunt à taux fixe de dix ans pour le projet du tunnel de Niagara. Des instruments dérivés financiers sur marchandises sont conclus avec de grands consommateurs et des consommateurs moyens, ainsi qu'avec des intermédiaires comme des entreprises de services publics américaines, des courtiers, des courtiers-fournisseurs, des négociateurs et d'autres négociants et détaillants en énergie. Les instruments dérivés sur les taux de change conclus avec de grandes institutions financières servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains.

Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou lorsque la désignation d'une relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte reporté associé est reporté en avant pour être constaté dans les résultats dans la même période que les gains ou les pertes correspondants associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté associé est constaté dans l'état des résultats consolidé de la période en cours. La perte reportée sur les instruments dérivés liés à l'électricité et les couvertures de taux d'intérêt s'est établie à 127 millions de dollars au 31 décembre 2005, comparativement à une perte reportée de 71 millions de dollars sur les instruments dérivés liés à l'électricité au 31 décembre 2004. Voir la note 12 afférente aux états financiers consolidés vérifiés pour plus d'information.

Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les Autres produits.

Opérations entre apparentés

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les apparentés comprennent la Province, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. («Hydro One»), la SIERÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des

opérations entre apparentés avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les apparentés sont mesurées à la valeur de négociation, soit la contrepartie établie et convenue par les apparentés.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Produits 2005	Charges	Produits 2004	Charges
Hydro One				
Ventes d'électricité	40	-	40	-
Services	-	12	-	12
Opérations de règlement	-	27	-	33
Province d'Ontario				
Frais liés aux produits bruts, droits d'utilisation de l'eau et impôt foncier	-	132	-	152
Garanties	-	8	-	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	-	-	14
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	-	7	-	-
Divers	-	-	-	2
SFIÉO				
Frais liés aux produits bruts et charge tenant lieu d'impôt foncier	-	207	-	214
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	-	(75)	-	(101)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	-	211	-	191
Impôt sur le capital	-	51	-	49
Impôts sur les bénéfices	-	192	-	(80)
Frais de compensation	-	5	-	5
SIERÉ				
Ventes d'électricité	6 517	329	5 465	304
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(412)	-	(1 154)	-
Rabais associé à la limite de revenus	(739)	-	-	-
Services connexes	68	-	90	-
Divers	-	-	1	1
	5 474	1 106	4 442	804

Au 31 décembre 2005, les débiteurs comptaient 14 millions de dollars (14 millions de dollars en 2004) à recevoir de Hydro One et 324 millions de dollars (158 millions de dollars en 2004) à recevoir de la SIERÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2005 incluaient un montant de 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 2004) à payer à Hydro One.

Gouvernance

Le Règlement 58-101, Information concernant les pratiques en matière de gouvernance, a été mis en application par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour donner une plus grande transparence sur le marché à l'égard des pratiques en matière de gouvernance d'entreprise des émetteurs. L'information relative au conseil d'administration d'OPG est la suivante :

Conseil d'administration et administrateurs

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de personnes ayant de solides compétences en gestion et restructuration de grandes entreprises, en gestion et exploitation de centrales nucléaires, en gestion de sociétés hautement capitalistiques, et en surveillance des relations avec les organismes de réglementation et les gouvernements, et des relations publiques. Le conseil exerce sa surveillance indépendante de la direction comme suit : à l'exception du chef de la direction, tous les membres du conseil sont indépendants de la Société; les réunions du conseil sont tenues au moins six fois par année; une charte a été adoptée pour le conseil et pour chacun des comités du conseil; chaque comité est présidé par un administrateur indépendant, et une partie de chaque réunion du conseil et des comités est réservée afin que les administrateurs se rencontrent en l'absence des membres de la direction.

Les personnes suivantes sont les administrateurs d'OPG au 31 décembre 2005 :

Nom	Poste principal	Autres postes d'administrateur pour tout autre émetteur (ou un poste équivalent à l'étranger)
Hon. Jake Epp	Président, conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc.	QHR Technologies Inc.
Donald Hintz	Président à la retraite d'Entergy Corporation	Entergy Corporation
Gary Kugler	Premier vice-président à la retraite, produits et services nucléaires, Atomic Energy of Canada Limited	Aucun
George Lewis	Président et chef de la direction de RBC Gestion d'Actifs Inc.	Aucun
David MacMillan	Administrateur non membre de la direction de Killingholme Power	Aucun
Corbin McNeill	Président et cochef de la direction à la retraite d'Exelon Corporation	Owens Illinois, Inc. Portland General Electric Company
Peggy Mulligan	Directrice financière, Linamar Corporation	Aucun
Ian Ross	Président, Fonds Canadien GrowthWorks Ltée	World Heart Corporation PetValu Canada Inc. Fonds Canadien GrowthWorks Ltée
Marie Rounding	Ancien président et chef de la direction de la Canadian Gas Association	Aucun
William Sheffield	Administrateur	Velan Inc. Royal Group Technologies Limited
David Unruh	Administrateur	Westcoast Energy Inc. Union Gas Limited Pacific Northern Gas Ltd. Corriente Resources Inc.
Jim Hankinson*	Président et chef de la direction, Ontario Power Generation Inc.	Maple Leaf Foods Inc. CAE Inc. Entertainment One Income Fund

* Tous les administrateurs inscrits sont indépendants selon la définition de la section 1.4 du Règlement 52-110, Comités de vérification (Règlement 52-110), à l'exception de Jim Hankinson qui est président et chef de la direction de la Société.

Orientation et formation continue

En 2005, le conseil a établi un programme d'orientation pour les nouveaux administrateurs lorsqu'ils se joignent au conseil d'OPG. Les nouveaux administrateurs font l'objet de diverses mesures d'orientation :

- Les administrateurs reçoivent la documentation pertinente découlant de l'élection d'un nouvel administrateur au conseil.
- Les administrateurs reçoivent un manuel de l'administrateur, qui présente un aperçu de la constitution et des pratiques de gouvernance du conseil, y compris les conventions d'actionnaires, les chartes du conseil et des comités,

les rôles et les responsabilités des administrateurs, la description des postes de présidence du conseil et des comités, les politiques de l'entreprise et le code de conduite approuvés par le conseil, la rémunération et les assurances des administrateurs et des dirigeants, les évaluations du conseil et des comités, et les activités récentes du conseil.

- Les administrateurs assistent à une séance d'orientation portant sur l'exploitation et les activités d'OPG.
- Des visites du réseau de production d'OPG sont offertes.

Le conseil appuie de plusieurs façons la formation continue des administrateurs, que ce soit à l'égard des activités d'OPG ou de leurs fonctions à titre d'administrateurs :

- Des exposés spéciaux sont présentés au conseil ou à un comité portant sur des aspects précis ou uniques des activités d'OPG, par exemple, les activités et les contrôles relatifs aux couvertures d'OPG, et la gestion des déchets nucléaires.
- Pratiquement toutes les réunions du conseil sont précédées d'une séance de formation du conseil. Des suggestions à l'égard des séances de formation à l'intention des administrateurs sont soumises au président du comité de gouvernance et de nomination.
- Des visites des principales installations sont organisées parallèlement aux séances d'orientation des administrateurs, et des réunions du conseil sont tenues sur le site des installations d'OPG.
- OPG parraine la fréquentation par les administrateurs de l'Institut des administrateurs des corporations/Rotman Business School Director College, ou d'institutions équivalentes.
- OPG offre aussi un soutien aux administrateurs à l'égard de la participation à des conférences liées aux activités d'OPG ou à des séances de formation continue liées à leurs responsabilités à titre d'administrateurs.

Éthique

OPG a une politique en matière de comportement éthique ainsi qu'un code de conduite qui sont approuvés par le conseil. La charte du comité de vérification et de gestion des risques prévoit des rapports réguliers formels de la direction à l'égard du code de conduite, y compris des rapports sur les cas de fraude fondés et le traitement de ces cas, qui comprend des mesures disciplinaires. Le comité de vérification et de gestion des risques reçoit aussi un rapport annuel portant sur le code de conduite pour s'assurer que les codes de conduite et les programmes de conformité appropriés sont instaurés et appliqués, et que des mesures correctrices sont prises. Un exemplaire du code de conduite d'OPG a été déposé auprès de la CVMO. Le comité de vérification et de gestion des risques a aussi établi des procédures à l'égard de la réception, de l'accueil et du traitement des plaintes reçues en matière de contrôles comptables internes ou de questions de vérification, ainsi qu'à l'égard de la soumission anonyme confidentielle d'information par les employés relativement à ces questions. Le comité de vérification et de gestion des risques a aussi reçu un rapport sur la communication de la nouvelle procédure aux employés.

Le conseil a accepté une recommandation du comité de gouvernance et de nomination pour la mise en application d'un processus annuel de présentation écrite de renseignements par les administrateurs pour : i) cerner les conflits d'intérêt potentiels aux fins de la conformité à la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), ii) valider leur indépendance et leurs compétences sur le plan des finances pour se conformer à la réglementation en valeurs mobilières liée aux conseils

d'administration et aux comités de vérification, et iii) satisfaire aux autres exigences en matière de présentation d'information et de dépôt.

Nomination des administrateurs

Au printemps de 2004, le conseil a instauré un comité de recherche et a retenu les services d'un cabinet de recherche indépendant pour établir les compétences, les qualités et l'expérience d'affaires qui seraient appropriées pour les membres du conseil d'administration d'OPG, compte tenu de la nature, de la complexité et des risques qui caractérisent les activités d'OPG. Lorsque le profil de compétences appropriées a été approuvé par le conseil, le cabinet a recommandé des candidats aux fins d'entrevues avec les membres du comité de recherche. Le comité de recherche a présenté ses recommandations au conseil, et un éventail d'administrateurs proposés ont été soumis à l'actionnaire à l'automne de 2004. Le comité de recherche a été dissous, et les administrateurs ont été élus au conseil par l'actionnaire en septembre et octobre 2004, ainsi qu'en février 2005.

Le conseil a récemment établi un comité permanent de gouvernance et de nomination ayant notamment les responsabilités suivantes : i) développer et maintenir une liste des compétences optimales que les membres du conseil devraient posséder collectivement, ii) recommander un processus d'identification de candidats aux postes d'administrateurs, iii) recommander des critères de sélection, iv) repérer des candidats pour les postes d'administrateurs du conseil et v) recommander au conseil les candidats qui peuvent se présenter aux élections. Le conseil soumet des candidats recommandés à l'actionnaire. Les nominations d'administrateurs par l'actionnaire sont aussi examinées par le comité de gouvernance et de nomination.

En décembre 2005, l'actionnaire a nommé un administrateur supplémentaire au sein du conseil d'OPG. Le conseil compte maintenant 12 administrateurs.

Rémunération

Rémunération des administrateurs

Au printemps de 2005, le comité sur la rémunération et les ressources humaines du conseil a retenu les services d'un consultant indépendant pour effectuer une analyse comparative de la rémunération des administrateurs et de celle d'administrateurs d'autres sociétés dont la taille, la complexité des affaires et le profil de risque sont semblables. Le comité sur la rémunération et les ressources humaines a soumis ses recommandations à l'égard de la rémunération des administrateurs à l'approbation du conseil. Le président du conseil en a par la suite informé l'actionnaire.

Le comité de gouvernance et de nomination récemment établi a pris en charge la responsabilité de surveiller et de réviser au moins annuellement le niveau et la nature de la rémunération des administrateurs afin de s'assurer qu'elle est appropriée compte tenu des responsabilités et des risques et qu'elle est concurrentielle avec celle de sociétés comparables.

Rémunération du chef de la direction

Au printemps de 2005, le comité sur la rémunération et les ressources humaines du conseil a retenu les services d'un consultant indépendant afin d'établir par analyse comparative un régime de rémunération approprié en vue du recrutement du président et chef de la direction, compte tenu de la nature, de la complexité et du profil de risque des activités d'OPG. Le comité sur la rémunération et les ressources humaines a soumis sa recommandation à l'approbation du conseil. Le président du conseil en a par la suite informé l'actionnaire.

Le comité sur la rémunération et les ressources humaines du conseil supervise, au nom du conseil, l'établissement des buts et objectifs annuels du chef de la direction et l'examen annuel du rendement du chef de la direction, et présente ses recommandations au conseil relativement à la rémunération de ce dernier. Le comité sur la rémunération et les ressources humaines tient compte des données fournies par un consultant indépendant à l'égard de la surveillance et de l'analyse comparative de la rémunération.

Comités du conseil

Le conseil a établi six comités qui se penchent sur des questions cruciales pour la Société :

Comité de vérification et de gestion des risques

Le comité est responsable de l'examen des dépôts réglementaires des documents de la Société, y compris les états financiers, les rapports de gestion et les communiqués de presse avant leur diffusion dans le public. Le comité est aussi responsable de la supervision des fonctions de vérification interne, du travail des vérificateurs externes, y compris leur nomination et leur rémunération, de voir à ce que la Société dispose de contrôles appropriés des processus de présentation de l'information financière et de gestion des risques, et de la conformité aux politiques réglementaires et internes. Le comité est aussi responsable de la supervision de la politique d'OPG en matière de comportement éthique et du code de conduite, y compris des rapports sur les programmes de conformité, sur les cas de fraude fondés et sur le traitement de ces cas, y compris les mesures disciplinaires.

Comité de gouvernance et de nomination

Le comité conçoit des principes de gouvernance pour OPG qui sont conformes aux normes élevées de gouvernance d'entreprise et procède, de manière continue, à l'examen et à l'évaluation du système de gouvernance d'entreprise d'OPG dans le but de préserver ces normes élevées. Le comité repère et recommande des candidats qui peuvent se présenter aux élections ou être nommés au conseil afin qu'ils soient soumis à l'actionnaire dans l'éventualité de la vacance d'un poste d'administrateur. Finalement, le comité examine et recommande les processus d'OPG à l'égard de l'orientation, de l'évaluation et de la rémunération des administrateurs.

Comité de l'exploitation nucléaire

Ce comité est responsable de la supervision de l'exploitation sécuritaire et rentable des activités nucléaires d'OPG, de la conformité des installations nucléaires d'OPG à la réglementation, de l'examen des rapports de superviseurs indépendants des activités nucléaires d'OPG, de l'examen des questions de gestion d'organisation des activités nucléaires d'OPG, de la sécurité des installations et des substances nucléaires d'OPG, et de la supervision des passifs liés aux déchets nucléaires et au déclassement d'installations nucléaires et de leur gestion.

Comité de surveillance de l'investissement des fonds

Le comité assiste le conseil dans la prise en charge de ses responsabilités à l'égard de la caisse de retraite d'OPG, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement. Le comité assure la supervision des investissements des actifs et des passifs liés aux investissements, ainsi que la gestion de tout surplus (déficit) des fonds. Précisément, le comité procède à l'examen des politiques en matière d'investissement, de risque et de composition d'actif, approuve les objectifs annuels de rendement des portefeuilles d'investissements et surveille le rendement des fonds.

Comité sur la rémunération et les ressources humaines

Ce comité est axé sur les questions relatives aux ressources humaines, y compris les pratiques de rémunération, les objectifs et la rémunération du chef de la direction, la communication de renseignements à l'égard des questions de rémunération et de ressources humaines, l'examen des compétences en leadership, y compris la planification de la succession, les politiques en ressources humaines liées aux plaintes des employés, à la diversité et à l'équité salariale, la conception organisationnelle, les relations de travail, les régimes de retraite et les politiques connexes, ainsi que les programmes de rémunération, de formation et d'évaluation du conseil.

Comité des projets importants

Ce comité assiste le conseil dans la supervision des grands projets d'approvisionnement en électricité non nucléaire, y compris la conception, l'octroi de contrats, le financement et la surveillance de la construction.

Évaluations

En 2005, le conseil a établi un processus d'évaluation annuelle pour le conseil et les comités du conseil. L'évaluation annuelle des comités, comprenant la réponse à un questionnaire confidentiel à l'égard des chartes et des activités des comités, a été lancée par le comité de gouvernance et de nomination en novembre 2005. Les résultats et les recommandations visant à rehausser la supervision seront présentés au conseil par le président du comité de gouvernance et de nomination au début de 2006. Le conseil entreprendra son évaluation et celle de sa charte en 2006.

Information sur le comité de vérification et de gestion des risques

Le Règlement 52-110, Comités de vérification (le «Règlement»), a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour encourager les émetteurs à établir et à garder en place des comités de vérification solides, efficaces et indépendants, qui améliorent la qualité de l'information financière et qui, en bout de ligne, stimulent la confiance des investisseurs dans les marchés financiers canadiens. L'information sur le comité de vérification et de gestion des risques d'OPG, qui comprend le libellé de la charte du comité de vérification et de gestion des risques, mise à jour au cours de 2005, se présente comme suit :

Charte du comité de vérification et de gestion des risques

Objectif

L'objectif du comité de vérification et de gestion des risques (le «comité») est d'aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en examinant des documents, en donnant des conseils et en faisant des recommandations au conseil d'administration en ce qui concerne :

- l'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière de la Société;
- la pertinence du processus de présentation de l'information financière;
- les systèmes de contrôles internes et de gestion des risques, et les principes, les politiques et les procédures connexes de la Société qui ont été établis par la direction;
- le rendement de la fonction de vérification interne de la Société et des vérificateurs externes;
- les compétences et l'indépendance des vérificateurs externes;
- la conformité de la Société aux exigences légales et réglementaires et aux politiques internes de la Société;
- la promotion d'une culture axée sur l'éthique et la conformité au code de conduite d'OPG.

La fonction première du comité de vérification et de gestion des risques est la surveillance. La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers consolidés de la Société. Il incombe à la direction de la Société d'assurer le maintien des principes comptables et de présentation de l'information financière, ainsi que de la politique et des contrôles et procédures internes qui assurent le respect des normes comptables et des lois et règlements applicables.

Organisation

Membres

Le comité de vérification et de gestion des risques doit être constitué de trois administrateurs indépendants ou plus nommés par le conseil d'administration, dont aucun ne doit être employé de la Société ou de l'une de ses filiales. Une majorité

des membres du comité, mais pas moins de deux, constitueront un quorum. À titre d'émetteur émergent, OPG est dispensée des exigences réglementaires en vertu du Règlement 52-110 stipulant que les membres d'un comité de vérification doivent être indépendants. Toutefois, OPG considère qu'une telle indépendance constitue une «meilleure pratique» et, par conséquent, chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques doit respecter les exigences applicables en matière d'indépendance et de compétences financières en vertu des lois et des règlements qui régissent la Société.

Le conseil d'administration désigne un membre du comité de vérification et de gestion des risques à titre de président du comité. Les membres du comité de vérification et de gestion des risques doivent exercer leurs fonctions pour un ou plusieurs mandats dont la durée est fixée par le conseil d'administration. Le conseil d'administration doit confirmer que chacun des membres du comité de vérification et de gestion des risques est compétent sur le plan des finances, comme cette compétence est interprétée par le conseil d'administration selon son jugement d'affaires, et conformément au Règlement 52-110 et à sa politique complémentaire.

Réunions

Le comité se réunit aussi souvent que nécessaire, mais au moins une fois chaque trimestre, selon les circonstances et à la demande d'un membre. Le comité se réunit régulièrement et au moins une fois par année avec les vérificateurs externes, les vérificateurs internes et la direction, séparément, pour discuter de toute question qu'il juge appropriée et pour fournir une tribune où des questions pertinentes pourront être soulevées.

Rapports

Le comité fait rapport de ses activités et de ses actions au conseil d'administration, et lui soumet des recommandations, s'il le juge approprié.

Le comité fournira, en vue de l'inclure dans les données financières ou les dépôts réglementaires, tout rapport du comité de vérification et de gestion des risques exigé par les lois et les règlements applicables, et énonçant entre autres choses si le comité de vérification et de gestion des risques :

- a examiné les états financiers consolidés vérifiés et en a discuté avec la direction;
- a discuté de questions pertinentes avec les vérificateurs internes et externes;
- a reçu des informations des vérificateurs externes concernant l'indépendance des vérificateurs et a discuté de leur indépendance avec les vérificateurs;
- a recommandé au conseil d'administration que les états financiers consolidés vérifiés soient inclus dans le rapport annuel de la Société.

Pouvoir

Bien que le comité de vérification et de gestion des risques ait les responsabilités et les pouvoirs énoncés dans la présente charte, ce n'est pas son devoir de planifier ou de mener des vérifications ou des évaluations des risques, ni de déterminer si les informations et les états financiers consolidés de la Société sont complets et exacts, et conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces tâches incombent à la direction et aux vérificateurs externes.

Dans l'exercice de leurs fonctions de surveillance, le comité de vérification et de gestion des risques et le conseil d'administration miseront nécessairement sur les compétences, les connaissances et l'intégrité des membres de la direction et des vérificateurs internes et externes.

Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir le pouvoir d'établir la rémunération des conseillers embauchés par le comité et de les payer.

Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir le pouvoir de communiquer directement avec les vérificateurs internes et externes.

Délégation de l'autorité

Le comité peut déléguer à tout employé d'OPG ou à un sous-comité l'autorité en matière : i) d'exécution ou de mise en application de toute décision du comité; et ii) d'exercice de tout droit, de tout pouvoir ou de toute fonction du comité selon les modalités et dans le respect des limites établies par le comité, sauf que le comité ne peut pas déléguer ses responsabilités de surveillance.

Accès à la direction et aux consultants externes

Le comité de vérification et de gestion des risques doit avoir accès sans restriction aux membres de la direction et à l'information pertinente. Le comité de vérification et de gestion des risques peut retenir les services d'avocats, de comptables ou d'autres conseillers indépendants pour l'aider dans la conduite de toute enquête, s'il le juge nécessaire pour s'acquitter de ses responsabilités.

Responsabilités et tâches du comité

Le comité doit :

Généralités

- Mener ou approuver des enquêtes portant sur toute question à l'intérieur du champ de responsabilités du comité.
- Analyser et recommander à l'approbation du conseil d'administration la nomination ou le remplacement du chef des finances et du responsable de la gestion des risques.
- Examiner et approuver les politiques d'embauche de la Société portant sur les associés, les employés et les anciens associés, et les employés de l'actuel et de l'ancien vérificateur externe de la Société.

Gestion des risques et contrôles internes

- Examiner et évaluer les politiques et les processus de la Société aux fins d'évaluation des risques importants, ainsi que les mesures prises par la direction pour surveiller et contrôler ces risques pour la Société, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.

- Examiner et analyser, avec le responsable de la gestion des risques et la direction, les risques critiques pour la Société, l'effet possible de tels risques et les mesures d'atténuation à adopter.
- Vérifier si la Société a un processus efficace pour déterminer les risques associés à des litiges et à des réclamations réels et potentiels découlant de la non-conformité à des lois et à des règlements.
- Revoir avec la direction des rapports démontrant la conformité aux politiques de gestion des risques.
- Revoir avec l'avocat général de la Société et d'autres personnes toute question juridique, fiscale ou réglementaire qui pourrait avoir une incidence importante sur les activités et les états financiers de la Société, y compris, sans toutefois s'y limiter, les cas de violation de la *Loi sur les valeurs mobilières* ou de manquement à des obligations fiduciaires.
- Revoir avec la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, la portée de l'examen des contrôles internes des rapports financiers, des conclusions importantes, des recommandations et des moyens pris par la direction pour mettre en œuvre des mesures pour corriger les faiblesses dans les contrôles internes.
- Revoir l'information communiquée par le chef de la direction et le chef des finances durant le processus de certification concernant des lacunes importantes dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou toute fraude dans laquelle sont impliqués des membres de la direction ou d'autres employés qui jouent un rôle important dans l'application des contrôles internes de la Société.
- Examiner les dépenses du président du conseil, du chef de la direction et des employés relevant directement du chef de la direction deux fois par année, et les dépenses de tout autre haut dirigeant et employé comme le comité le juge approprié.

Vérification interne

- Évaluer le processus de vérification interne et définir les attentes en ce qui a trait à l'établissement du plan de vérification interne annuel et de l'accent qui est mis sur le risque, y compris la structure organisationnelle et la pertinence des ressources.
- Approuver la charte de la fonction de vérification interne tous les ans.
- Évaluer la portée de la vérification et le rôle de la vérification interne.
- Examiner et analyser avec le responsable de la gestion des risques et la direction :
 - les conclusions importantes et la réponse de la direction, y compris le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les faiblesses;
 - toute difficulté rencontrée pendant leur travail de vérification (comme des restrictions quant à la portée de leur travail ou à l'accès à l'information);
 - toute modification requise dans la portée du plan de vérification;
 - le budget de vérification interne.

Vérificateurs externes

- Recommander au conseil d'administration la nomination des vérificateurs externes qui auront la responsabilité de préparer ou de publier un rapport des vérificateurs ou d'exécuter d'autres tâches de vérification, d'analyse ou d'attestation pour la Société, ainsi que la rémunération de ces derniers.
- Surveiller le travail des vérificateurs externes responsables de préparer ou de publier un rapport des vérificateurs ou d'exécuter d'autres tâches de vérification, d'analyse ou d'attestation pour la Société, y compris la résolution des désaccords entre la direction et les vérificateurs externes sur la présentation de l'information financière.
- Examiner l'indépendance et les compétences des vérificateurs externes.
- Au moins une fois par année, obtenir et examiner un rapport des vérificateurs externes décrivant leurs procédures de contrôle de la qualité interne, les questions importantes soulevées à l'occasion du dernier contrôle de la qualité interne ou du contrôle par les pairs du cabinet de vérificateurs, ou à l'occasion d'une enquête d'autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq derniers exercices à l'égard d'une ou de plusieurs vérifications externes effectuées par les vérificateurs externes, ainsi que les mesures prises en vue de régler ces questions et toutes les relations entre les vérificateurs externes et la Société.
- Revoir la portée et l'approche du plan de vérification annuel avec les vérificateurs externes.
- Discuter avec les vérificateurs externes de la qualité et de l'acceptabilité des principes comptables de la Société, y compris toutes les conventions et les pratiques comptables importantes utilisées, tout autre traitement qui a été discuté avec la direction, ainsi que toute autre communication importante avec la direction.
- Évaluer l'approche utilisée par les vérificateurs externes pour déterminer et gérer les risques importants liés à la vérification et au contrôle interne.
- Voir à ce que l'associé responsable de la vérification change tous les cinq ans, et envisager une rotation régulière du cabinet de vérificateurs.
- Évaluer la performance des vérificateurs externes une fois par année et présenter ses conclusions au conseil d'administration.
- Déterminer les services autres que de vérification que la loi ou un règlement, ou comme le juge approprié le comité de vérification et de gestion des risques, interdit aux vérificateurs de fournir, et préapprouver tous les services fournis par les vérificateurs externes. Le comité peut déléguer ce pouvoir de préapprobation à un membre du comité. La décision de tout membre du comité à qui le pouvoir de préapprobation a été délégué doit être soumise à tous les membres du comité de vérification et de gestion des risques à l'occasion de sa prochaine réunion.
- Examiner et approuver toutes les opérations entre apparentés.

Information financière

- Revoir avec la direction et les vérificateurs externes les données financières intermédiaires de la Société figurant dans le rapport de gestion et le communiqué des résultats, avant leur dépôt.
- S'assurer que les procédures adéquates sont instaurées pour la revue, avant sa publication, de l'information provenant des états financiers consolidés de la Société, autre que l'information dont il est question ci-dessus, et évaluer périodiquement la pertinence de ces procédures.
- Revoir, avec la direction et les vérificateurs externes, à la fin de la vérification annuelle :
 - les états financiers annuels, le rapport de gestion, les notes connexes et toute documentation exigée par la *Loi sur les valeurs mobilières* devant être préparés et déposés par la Société ou que la Société dépose par ailleurs auprès de la CVMC;
 - la vérification par les vérificateurs externes des états financiers consolidés et leur rapport;
 - tout changement important requis dans le plan de vérification des vérificateurs externes;
 - tout différend ou difficulté avec la direction durant la vérification;
 - les principes comptables de la Société;
 - toute question liée à la conduite qui doit être communiquée au comité selon les principes comptables généralement reconnus.
- Revoir les questions importantes touchant la comptabilité et l'information financière à publier et comprendre leurs répercussions sur les états financiers consolidés. Cela comprend les opérations complexes ou inhabituelles et les questions hautement appréciatives; les questions importantes concernant les principes comptables et les présentations financières, y compris les changements importants dans la sélection ou l'application par la Société des principes comptables, l'effet des mesures réglementaires et comptables, ainsi que les arrangements hors bilan, sur les états financiers consolidés de la Société.
- Revoir l'analyse préparée par la direction ou les vérificateurs externes expliquant en détail des questions et des jugements sur les rapports financiers, faite parallèlement avec la préparation des états financiers, y compris l'analyse des effets d'autres méthodes prévues aux termes des principes comptables généralement reconnus.
- Aviser la direction, à partir de l'examen et des discussions tenues, de toute question portée à son attention qui aurait pu l'amener à croire que les états financiers consolidés renferment une fausse déclaration d'un fait important ou omettent de mentionner un fait important nécessaire.

Conformité avec le code de conduite

- Examiner et surveiller l'administration et le respect du code de conduite de la Société afin de s'assurer que les codes de conduite appropriés et les programmes de conformité adéquats sont instaurés, sont mis en pratique et que des

mesures correctives sont prises, ainsi que le processus de communication du code de conduite au personnel de la Société.

- Surveiller par des mises à jour régulières provenant de la direction ce qui concerne les questions de conformité.

Traitement des plaintes

- Établir des procédures pour la réception, l'enregistrement et le traitement des plaintes reçues par la Société concernant les questions touchant la comptabilité, les contrôles comptables internes ou la vérification.
- Établir des procédures pour la soumission, en toute confidentialité, par les employés de préoccupations touchant des questions de comptabilité ou de vérification de la Société.

Évaluation annuelle

Le comité doit mener une évaluation annuelle de sa performance, y compris un examen de sa conformité à la présente charte, conformément au processus d'évaluation approuvé par le conseil d'administration.

Le comité doit également examiner et évaluer chaque année la pertinence de la présente charte, en tenant compte de toutes les exigences législatives et réglementaires applicables au comité ainsi que des meilleures pratiques recommandées par les organismes de réglementation avec lesquels OPG a un lien hiérarchique et, le cas échéant, doit recommander des changements au conseil d'administration.

Composition du comité de vérification et de gestion des risques

Chaque membre du comité de vérification et de gestion des risques nommé ci-après est indépendant et possède de solides compétences en finances.

Gary Kugler

Gary Kugler a récemment quitté son poste de vice-président principal, produits et services nucléaires, au sein d'Énergie atomique du Canada Limitée («ÉACL») pour prendre sa retraite. Il était responsable de la totalité des activités commerciales d'ÉACL, y compris les ventes et les services de centrales nucléaires à l'échelle mondiale. Durant ses 34 ans de service auprès d'ÉACL, il a également occupé divers postes techniques, de gestion de projets et de développement de marchés. Avant de se joindre à l'ÉACL, M. Kugler occupait un poste de pilote dans l'aviation canadienne. M. Kugler est titulaire d'un baccalauréat en sciences avec spécialisation en physique et d'un doctorat en physique nucléaire de l'Université McMaster.

M. George Lewis – Président

George Lewis est président du conseil et chef de la direction de RBC Gestion d'Actifs Inc. M. Lewis est également premier vice-président, Gestion d'actifs, de la division Particuliers et entreprises – Canada, division de RBC Groupe Financier, la plus grande banque au Canada. Auparavant, il était directeur général et chef, marchés boursiers, secteur institutionnel, auprès de RBC Marchés des Capitaux et a été l'analyste le mieux coté au Canada trois années consécutives. Il possède une vaste expérience dans le secteur des placements et est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires avec distinction

de l'Université Harvard et d'un baccalauréat en commerce avec haute distinction du Trinity College de l'Université de Toronto. Il est également analyste financier agréé et comptable agréé.

C. Ian Ross

Ian Ross a travaillé à la Richard Ivey School of Business de l'Université Western Ontario de 1997 à septembre 2003. Plus récemment, il a été directeur principal de l'administration au bureau du doyen et cadre-résident à l'institut d'entrepreneuriat, d'innovation et de croissance de cette école. Il a été administrateur, président et chef de la direction d'Ortech Corporation, président du conseil, président et chef de la direction de Provincial Papers Inc., ainsi que président et chef de la direction de Paperbound Industries Corp. M. Ross agit actuellement à titre d'administrateur dans plusieurs sociétés, dont World Heart Corporation, le Fonds Canadien GrowthWorks Ltée, PetValue Canada Inc., Comcare Services de santé et eJust Systems (anciennement Praeda Managements Systems). Il est également membre du Barreau du Haut-Canada.

David G. Unruh

David Unruh est avocat et occupe actuellement un poste d'administrateur au sein de Westcoast Energy Inc. et d'Union Gas Limited, toutes deux des entreprises de Duke Energy. M. Unruh est également administrateur au sein d'Exportation et développement Canada, de Pacific Northern Gas Ltée, de Corriente Resources Inc., de The Wawanese Mutual Insurance Company, de The Wawanese General Insurance Company, de The Wawanese Life Insurance Company et de RAV Project Management Company. Auparavant, M. Unruh occupait le poste de vice-président de Westcoast Energy Inc. et d'Union Gas Limited. Avant cela, il occupait le poste de premier vice-président et d'avocat général de Duke Energy Gas Transmission située à Houston et, avant cela, le poste de premier vice-président aux affaires juridiques et secrétaire général de Westcoast Energy Inc. M. Unruh a pratiqué le droit des sociétés et le droit commercial à Winnipeg, au Manitoba, avant de se joindre à Westcoast Energy Inc., à Vancouver, en Colombie-Britannique, en 1993.

Surveillance du comité de vérification et de gestion des risques

Il n'y a aucune recommandation faite par notre comité de vérification et de gestion des risques de la Société quant à la candidature des vérificateurs externes et à leur rémunération qui n'a pas été adoptée par le conseil d'administration de la Société.

Dépendance à l'égard de certaines dispenses

Une certaine dépendance à l'égard de la dispense énoncée à l'article 6.1 du Règlement 52-110 sur les comités de vérification («Règlement 52-110») a été constatée, en ce qui concerne l'article 5, *Obligations d'information*. OPG a toutefois, conformément à l'article 6.2 de la norme 52-110, fourni l'information requise en vertu du formulaire 52-110F2.

Politiques et procédures de préapprobation

Conformément aux dispositions du présent mandat, le comité de vérification et de gestion des risques ratifie tous les services non liés à la vérification qui doivent être fournis à la Société par ses vérificateurs externes.

Honoraires de vérification

Les honoraires suivants ont été facturés par Ernst & Young s.r.l. :

(en milliers de dollars)	2005	2004
Honoraires des vérificateurs	1 227	1 267
Honoraires liés à la vérification	277	995
Honoraires de fiscalité et autres	320	122

Honoraires des vérificateurs

Ces honoraires sont liés à la vérification des états financiers consolidés et aux examens trimestriels des états financiers d'OPG, à la vérification de la caisse de retraite et à la vérification des états financiers de certaines filiales.

Honoraires liés à la vérification

Ces honoraires sont liés au travail portant sur les contrôles internes, l'assistance comptable, la traduction française des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et les vérifications et les examens spéciaux. Au cours de 2005, OPG a retenu les services d'autres consultants professionnels, plus particulièrement dans les domaines des contrôles internes et de l'aide comptable.

Honoraires de fiscalité et autres

Ces honoraires comprennent les services de fiscalité liés à la révision de l'impôt fédéral américain et à d'autres questions d'impôt sur les bénéfices.

Contrôles internes à l'égard de la présentation de l'information financière et contrôles de communication

OPG continue de rehausser le processus au moyen duquel elle conçoit et teste l'efficacité d'exploitation des contrôles internes à l'égard de la présentation de l'information financière. Parallèlement à ce processus, OPG a évalué les contrôles et les procédures de communication et a conclu que ces contrôles et procédures fonctionnent de manière efficace à la fin de la période visée par le dépôt annuel. Concomitamment au dépôt du rapport de gestion, OPG a fourni les attestations du chef de la direction et du chef des finances requises par le Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des sociétés («Règlement 52-109») à l'égard de la conception et de l'efficacité du fonctionnement des contrôles et procédures de communication, en vigueur le 31 décembre 2005.

Les efforts d'OPG visent à fournir un soutien à l'attestation complète présentée en détail dans le Règlement 52-109 en poursuivant son projet de documentation, de soumission à des tests et d'évaluation des contrôles internes à l'égard de la présentation de l'information financière et de conception de mesures de redressement lorsque des lacunes sont notées. L'attestation complète s'appliquant aux émetteurs assujettis à l'égard de la responsabilité d'établir et de maintenir des contrôles internes sur la présentation de l'information financière, de concevoir ces contrôles et de communiquer, dans le rapport de gestion, toute modification importante apportée à ces contrôles, entre en vigueur le 31 décembre 2006. Les membres de l'équipe assignés à ce projet continuent de travailler avec les propriétaires des processus pour étudier tous les faits constatés au cours du cycle de tests de 2005, qui a

intégré des processus financiers, des contrôles de communication et des contrôles à l'échelle de l'entité importants.

OPG travaille aussi à la mise en œuvre d'un programme conçu pour satisfaire aux exigences de l'attestation complète pour les émetteurs autres que les émetteurs émergents précisées dans le Règlement 52-109. Ces exigences, qui entrent en vigueur le 31 décembre 2006, ajoutent des obligations de communication par le comité de vérification et de gestion des risques des faiblesses importantes et des fraudes qui impliquent des personnes qui jouent un rôle important à l'égard des contrôles internes sur la présentation de l'information financière. En outre, OPG surveille les exigences à l'égard de la direction et des rapports de vérification pour les émetteurs non à risque précisés dans le Règlement 52-111 proposé sur les rapports sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Mesures supplémentaires des résultats

En plus de présenter le bénéfice net calculé conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, le rapport de gestion, les états financiers consolidés pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004 et les notes y afférentes présentent des mesures non définies par les PCGR. Ces mesures financières n'ont pas de signification normalisée prescrite par les principes comptables généralement reconnus du Canada («PCGR du Canada») et ne sont donc probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation de son rendement. Les lecteurs du rapport de gestion, des états financiers consolidés et des notes y afférentes utilisent ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités poursuivies de la Société. Ces mesures financières non définies par les PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net calculé conformément aux PCGR du Canada comme indicateur du rendement d'exploitation. La définition des mesures financières non définies par les PCGR se présente comme suit :

- 1) La marge brute désigne les produits moins les rabais associés à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et à la limite de revenus et les charges liées au combustible.
- 2) Les charges de restructuration désignent les coûts engagés pour mettre en œuvre une modification fondamentale et importante aux structures d'exploitation ou de gestion de la Société. Les charges de restructuration peuvent inclure des coûts liés aux indemnités de départ, des prestations de cessation d'emploi et des charges de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi connexes, des honoraires, des frais de déplacement et d'autres coûts différentiels directement liés aux activités de restructuration.
- 3) Le bénéfice désigne le bénéfice net.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs	416-592-6700	1-866-592-6700
	investor.relations@opg.com	
Relations avec les médias	416-592-4008	1-877-592-4008
	www.opg.com	
Autre		www.sedar.com

Énoncé de responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. («OPG»).

Les états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada et aux exigences de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario («CVMO»), selon le cas. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, par suite d'efforts raisonnables, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et de vérification interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de la présentation de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et de nos procédures qui gèrent la conduite d'affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la répartition efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et l'imputabilité personnelle, la sélection soignée et la formation du personnel, ainsi que des conventions comptables judicieuses et prudentes, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance d'un contrôle interne approprié des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous procédons également régulièrement à la vérification des contrôles internes. Ces contrôles et ces vérifications sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

À titre de chef de la direction et de chef des finances d'OPG, nous attesterons du document d'information annuel d'OPG déposé auprès de la CVMO, qui comprend l'attestation de l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information d'OPG, comme l'exige le Règlement 52-109.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité de vérification et de gestion des risques, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre apparentés.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l., vérificateurs externes nommés par le conseil d'administration. Le rapport des vérificateurs précise les responsabilités des vérificateurs et l'étendue de leur vérification et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les vérificateurs externes, comme il a été confirmé par le comité de vérification et de gestion des risques, ont eu un accès direct et sans restriction au comité de vérification et de gestion des risques, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de la vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière par OPG et de l'efficacité du système de contrôles internes.

Le président et chef de la direction,



Jim Hankinson

Le chef des finances,



Donn W.J. Hanbidge

Le 7 février 2006

Rapport des vérificateurs

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2005 et 2004, et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis (du déficit) et des flux de trésorerie des exercices terminés à ces dates. La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers consolidés en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2005 et 2004, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices terminés à ces dates selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l.

Ernst & Young s.r.l.
Comptables agréés

Toronto, Canada
Le 7 février 2006

États des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf indication contraire)		
	2005	2004
Produits		
Produits avant le rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et le rabais associé à la limite de revenus	6 949	6 072
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché (note 17)	(412)	(1 154)
Rabais associé à la limite de revenus (note 18)	(739)	—
	5 798	4 918
Combustible	1 297	1 153
Marge brute	4 501	3 765
Charges		
Exploitation, maintenance et administration	2 516	2 594
Amortissement (note 5)	753	765
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	476	453
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(381)	(313)
Impôt foncier et impôt sur le capital	107	103
Restructuration	10	20
	3 481	3 622
Bénéfice avant ce qui suit :	1 020	143
Dépréciation des actifs à long terme (note 5)	265	—
Autres produits	—	(8)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	755	151
Intérêts débiteurs, montant net	197	189
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	558	(38)
Charge (recouvrement) d'impôts		
Exigibles	80	21
Futurs (note 10)	38	(101)
	118	(80)
Bénéfice avant élément extraordinaire	440	42
Élément extraordinaire (note 10)	74	—
Bénéfice net	366	42
Résultat de base et dilué par action ordinaire avant élément extraordinaire (en dollars)	1,72	0,16
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	1,43	0,16
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des bénéfices non répartis (du déficit) consolidés

Aux 31 décembre		
(en millions de dollars)		
	2005	2004
Déficit au début de l'exercice	(105)	(147)
Bénéfice net	366	42
Bénéfices non répartis (déficit) à la fin de l'exercice	261	(105)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

Exercices terminés les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2005	2004
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	366	42
Rajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement	753	765
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	476	453
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(381)	(313)
Charge de retraite	115	92
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régimes de retraite complémentaires	181	157
Impôts sur les bénéfices futurs	38	(101)
Contrats d'option à taux intermédiaires	(36)	(52)
Provision pour restructuration	10	20
Rajustement à la valeur marchande des contrats d'électricité	18	5
Provision pour combustible nucléaire irradié	28	28
Dépréciation des actifs à long terme	265	-
Radiation du surstock	57	-
Élément extraordinaire	74	-
Actifs et passifs réglementaires	7	-
Divers	22	26
	1 993	1 122
Contributions aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(454)	(454)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	(90)	(71)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires	23	19
Cotisations à la caisse de retraite	(254)	(154)
Dépenses pour les autres avantages postérieurs à l'emploi et les régimes de retraite complémentaires	(65)	(60)
Dépenses de restructuration (note 15)	(18)	(51)
Variations nettes des autres actifs et passifs à long terme	(87)	(26)
Variations des soldes hors caisse du fonds de roulement (note 25)	153	(99)
Flux de trésorerie d'exploitation	1 201	226
Activités d'investissement		
Placement dans des actifs réglementaires (note 6)	(265)	-
Placement dans des immobilisations	(498)	(561)
Produit de la vente d'autres immobilisations corporelles	3	18
Flux de trésorerie d'investissement	(760)	(543)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 8)	495	13
Remboursement de la dette à long terme (note 8)	(4)	(6)
Augmentation (diminution) nette des effets à court terme (note 7)	(26)	26
Flux de trésorerie de financement	465	33
Augmentation (diminution) nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	906	(284)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	2	286
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	908	2

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2005	2004
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	908	2
Débiteurs (note 4)	538	346
Impôts futurs (note 10)	18	44
Stocks de combustible	581	569
Matières et fournitures	115	92
	2 160	1 053
Immobilisations (note 5)		
Immobilisations corporelles	15 172	15 114
Moins : amortissement cumulé	3 760	3 174
	11 412	11 940
Autres actifs à long terme		
Actif des régimes de retraite reporté (note 11)	663	524
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 9)	6 788	5 976
Matières et fournitures à long terme	273	281
Actifs réglementaires (note 6)	266	—
Débiteurs à long terme et autres actifs	61	56
	8 051	6 837
	21 623	19 830

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

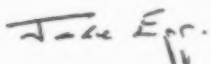
Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2005	2004
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer (notes 15 et 16)	958	949
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, à payer (note 17)	—	439
Rabais associé à la limite de revenus, à payer (note 18)	739	—
Effets à court terme à payer (note 7)	—	26
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 8)	806	5
Produits reportés exigibles à moins d'un an	12	12
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer (note 10)	81	12
	2 596	1 443
Dette à long terme (note 8)	3 069	3 399
Autres passifs à long terme		
Enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (note 9)	8 759	8 339
Autres avantages postérieurs à l'emploi et régimes de retraite complémentaires (note 11)	1 212	1 105
Créditeurs à long terme et charges à payer	183	212
Produits reportés	144	156
Impôts futurs (note 10)	241	155
Passifs réglementaires (note 6)	12	—
	10 551	9 967
Avoir de l'actionnaire		
Actions ordinaires	5 126	5 126
Bénéfices non répartis (déficit)	261	(105)
	5 387	5 021
	21 623	19 830

Engagements et éventualités (notes 2, 5, 7, 8, 9, 10, 12 et 14)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,



L'honorable Jake Epp
Président du conseil



M. George Lewis
Administrateur

Notes afférentes aux états financiers consolidés pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004

1 Description de l'entreprise

Ontario Power Generation Inc. a été constituée le 1^{er} décembre 1998 selon la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario). Dans le cadre de la restructuration d'Ontario Hydro, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et du secteur de l'électricité en Ontario, Ontario Power Generation Inc. et ses filiales (collectivement appelées «OPG» ou la «Société») ont acquis et pris en charge certains actifs, passifs, employés, droits et obligations liés aux activités de production d'électricité d'Ontario Hydro le 1^{er} avril 1999, date du début de l'exploitation. Ontario Hydro a continué d'exercer ses activités sous le nom de Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario («SFIÉO»), avec le mandat de gérer et de rembourser la dette impayée et les autres obligations d'Ontario Hydro.

2 Mode de présentation

Les présents états financiers consolidés ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. La préparation d'états financiers selon les principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits et des charges et sur la présentation d'actifs et de passifs éventuels. Les montants réels pourraient différer de ces estimations.

Les états financiers consolidés incluent les comptes d'OPG Inc. et de ses filiales. OPG comptabilise ses participations dans les coentreprises selon la méthode de la consolidation proportionnelle. Toutes les opérations intersociétés importantes ont été éliminées dans la consolidation.

Certains montants comparatifs de 2004 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés pour les rendre conformes à la présentation des états financiers de 2005.

3 Sommaire des principales conventions comptables

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres instruments du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins d'un an à la date d'achat, sont constatés comme des placements à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur marchande, selon le moins élevé des deux montants.

Les intérêts gagnés sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les placements à court terme de 13 millions de dollars (5 millions de dollars en 2004) à un taux réel moyen de 2,8 % (2,2 % en 2004) sont contrebalancés par les intérêts débiteurs dans les états des résultats consolidés.

Vente de créances

La titrisation de créances représente la vente d'actifs, tels que des débiteurs, à des entités ou à des fiducies indépendantes, qui achètent des créances, puis émettent des droits dans celles-ci aux investisseurs. Ces opérations sont comptabilisées comme des ventes étant donné que le contrôle sur ces actifs a été cédé moyennant une contrepartie au comptant nette. Pour chaque cession, l'excédent de la valeur comptable des créances cédées sur la juste valeur estimative des produits reçus figure à titre de perte à la date du transfert dans les intérêts débiteurs nets. La valeur comptable des créances cédées est imputée aux créances vendues ou aux droits conservés selon leur juste valeur relative à la date de la cession.

La juste valeur est établie en fonction de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs. Les flux de trésorerie sont projetés à partir des meilleures estimations des principales hypothèses d'OPG, comme les taux d'actualisation, la durée de vie moyenne pondérée des créances et les ratios de créances irrécouvrables.

Quand des créances sont vendues, certains actifs financiers, qui consistent en des droits dans les créances cédées, sont conservés. Certains droits conservés détenus dans les créances sont comptabilisés au coût. Les créances cédées sont entièrement gérées et ne donnent pas lieu à un actif ni à un passif de gestion.

Stocks

Les stocks de combustible sont évalués au coût moyen pondéré.

Les matières et les fournitures sont évaluées au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants, à l'exception des pièces de rechange essentielles uniques à certaines installations nucléaires ou à combustible fossile. Le coût des pièces de rechange essentielles est imputé aux résultats selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante de ces installations et est classé comme un actif à long terme.

Immobilisations et amortissement

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principaux composants sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur leur durée de vie utile estimative. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont également imputés à la dotation aux amortissements. Les frais de réparation et de maintenance sont passés en charges au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail, qui le sont selon la méthode de l'amortissement dégressif comme suit :

Centrales nucléaires Darlington et Pickering B	25 ans
Centrale nucléaire Pickering A	42 à 44 ans ¹
Centrales à combustible fossile	40 à 50 ans ²
Centrales hydroélectriques	100 ans
Installations d'administration et de service	50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	9 % à 40 % par an
Principaux logiciels d'application	5 ans

1. Les unités 1 et 4 de la centrale Pickering A sont amorties sur une durée d'exploitation plus longue en raison de l'achèvement, au cours des années 1980, des travaux de retubage de la centrale Pickering A et de la remise à neuf des unités 1 et 4, achevés respectivement en 2005 et 2003.

2. Depuis le 1^{er} janvier 2004, les centrales alimentées au charbon sont amorties sur la période comprise entre 2004 et 2007 en raison de la fermeture prévue de ces centrales d'ici la fin de 2007, à l'exception de la centrale Nanticoke qui sera amortie sur une période se terminant en 2008.

Dépréciation des immobilisations

OPG évalue ses immobilisations corporelles chaque fois que les conditions indiquent que les flux de trésorerie non actualisés estimatifs pourraient être inférieurs à la valeur comptable nette des actifs. Si les flux de trésorerie futurs non actualisés prévus sont inférieurs à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée, correspondant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie futurs actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles.

Placements du portefeuille à long terme

Les placements du portefeuille à long terme, autres que les placements détenus par la filiale en propriété exclusive de la Société, OPG Ventures Inc. («OPGV»), sont présentés à la fraction non amortie du coût et englobent les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires. Les gains et les pertes sur les placements à long terme sont constatés dans les autres produits, à la vente des placements. Lorsqu'une baisse dans la valeur des placements survient, qui est considérée durable, une provision pour perte est établie.

Les placements détenus par OPGV sont inscrits à leur juste valeur, et la variation de la juste valeur des placements est incluse dans les produits de la période au cours de laquelle la variation a lieu. La juste valeur de ces placements est estimée d'après les renseignements sur le marché disponibles ou à l'aide de techniques d'estimation fondées sur le rendement historique.

Passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées à la valeur temporelle de l'argent. Elle a estimé le montant et le calendrier des charges en trésorerie futures liées à ces activités en fonction des plans actuels d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Le passif est augmenté régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche variable des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, les montants correspondants étant imputés aux charges d'exploitation. Les charges relatives aux déchets de faible activité et d'activité moyenne sont imputées à la dotation aux amortissements. Les charges relatives à l'évacuation du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges relatives au combustible. Le passif peut également être rajusté par suite de modifications des montants ou des échéanciers estimatifs des flux de trésorerie futurs sous-jacents. Au règlement du passif, un gain ou une perte serait constaté.

L'augmentation découle du fait que les passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs due à l'écoulement du temps. La charge subséquente est incluse dans les charges d'exploitation.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de vie utile résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement («ONFA») conclu entre OPG et la province d'Ontario, OPG a établi le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement (collectivement, les «Fonds nucléaires»). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à l'évacuation des grappes de combustible nucléaire irradié fortement radioactif tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les dépenses liées à l'enlèvement des immobilisations nucléaires et à l'évacuation de déchets de faible activité et d'activité moyenne. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Les Fonds nucléaires sont investis dans des valeurs à revenu fixe et titres de capitaux propres qui sont constatés en tant que placements à long terme et sont comptabilisés à la fraction non amortie du coût. Par conséquent, les gains et les pertes ne sont constatés qu'au moment de la vente d'un titre sous-jacent. À ce titre, il peut y avoir des gains et des pertes latents liés aux placements dans les Fonds nucléaires qu'OPG n'a pas constatés dans ses états financiers consolidés.

Constatation des produits

L'ensemble de la production d'électricité d'OPG est vendue sur le marché au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERÉ»). Avant le 1^{er} avril 2005, les produits étaient enregistrés à mesure que l'électricité était produite et mesurée en fonction du prix de vente sur le marché au comptant, déduction faite du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché et des activités de couverture. À chaque date de bilan, OPG calculait le prix moyen de l'énergie sur le marché au comptant qui prévalait depuis le début de la période de règlement en cours et constatait un rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché si le prix moyen dépassait 3,8 ¢ le kilowattheure («kWh»), d'après le montant de l'énergie assujéti au mécanisme de rabais.

À compter du 1^{er} avril 2005, la production de la plupart des installations hydroélectriques de base d'OPG et la totalité de ses installations nucléaires ont été soumises à la réglementation des tarifs. OPG continue de recevoir le prix du marché au comptant pour la production de ses autres centrales hydroélectriques, centrales à combustible fossile et centrales éoliennes, sous réserve d'une limite de revenus. En conséquence, les produits tirés de l'électricité produite par les installations nucléaires sont constatés en fonction d'un prix réglementé de 4,95 ¢/kWh. Le prix réglementé perçu par OPG pour les 1 900 premiers mégawattheures (MWh) de production des installations hydroélectriques réglementées pour toute heure est de 3,3 ¢/kWh. Toute la production de ces installations hydroélectriques réglementées excédant 1 900 MWh pour toute heure est payée au prix du marché au comptant de l'Ontario. La production des autres actifs de production d'OPG demeure non réglementée et continue à être vendue au prix du marché au comptant de l'Ontario. Toutefois, 85 % de la production des autres actifs de production d'OPG, excluant la centrale Lennox, les volumes et les ventes à terme dans le cadre des contrats d'options de tarifs transitoires (c'est-à-dire, Transition – Generation Corporation Designated Rate Options ou «TRO») au 1^{er} janvier 2005, fait l'objet d'une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 4,7 ¢/kWh. Cette limite de revenus a été établie initialement pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006.

OPG vend et achète aussi de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces avoisinantes canadiennes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur marchande, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'électricité (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, les achats d'électricité, de 228 millions de dollars en 2005 et de 170 millions de dollars en 2004, ont été déduits des produits.

OPG tire ses produits autres qu'énergétiques en vertu d'une entente de location-exploitation conclue avec Bruce Power L.P. («Bruce Power»), qui vise les centrales nucléaires de Bruce. Ils comprennent un revenu locatif, des intérêts créditeurs, les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, et des services connexes et techniques. OPG tire également des produits de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership («Brighton Beach») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. («Coral»). De plus, les produits autres qu'énergétiques englobent les produits tirés de la vente d'isotopes au secteur médical et les locations immobilières. Les produits d'exploitation tirés de ces activités sont constatés lorsque les services sont rendus ou lorsque les produits sont livrés.

Conversion des devises

Les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Tout gain ou perte en résultant figure dans les autres produits.

Dérivés

OPG est exposée aux fluctuations des prix de l'électricité associées à un marché au comptant de gros de l'électricité en Ontario. Elle gère ce risque au moyen de divers contrats sur l'énergie et contrats de ventes connexes. Ces contrats doivent servir de couverture contre le risque sur marchandises dans le portefeuille de production d'OPG. Les gains et les pertes sur les instruments de couverture sont comptabilisés dans les résultats pendant la durée du contrat lorsque l'opération sous-jacente est effectuée. Ces gains et ces pertes sont comptabilisés dans les produits non réglementés et ne sont pas inscrits dans les bilans consolidés. Tous les contrats qui ne sont pas désignés en tant que couvertures sont constatés comme des actifs ou des passifs, à la juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans les autres produits.

OPG conclut aussi des dérivés avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises. Les gains et les pertes de change sur ces contrats dérivés libellés en devises sont constatés en tant que rajustement du prix d'achat de la marchandise ou des biens reçus.

OPG est exposée aux variations des taux d'intérêt du marché sur la dette qui doit, selon les prévisions, être émise dans l'avenir. OPG utilise des dérivés sur taux d'intérêt pour couvrir cette exposition. Les gains et les pertes sur ces couvertures de taux d'intérêt sont inscrits en tant que rajustements des intérêts débiteurs se rapportant à la dette couverte. Les gains et les pertes qui ne répondent pas aux critères d'efficacité sont comptabilisés dans le bénéfice net de la période au cours de laquelle ils se produisent.

OPG se sert de crédits de réduction des émissions et de quotas pour gérer les émissions dans les limites réglementaires prescrites. Les crédits de réduction des émissions sont achetés auprès de partenaires commerciaux au Canada et aux États-Unis. Les quotas d'émissions sont obtenus de la Province et achetés auprès de partenaires commerciaux en Ontario. Le coût des crédits de réduction des émissions et les quotas sont comptabilisés dans les stocks et imputés aux résultats d'OPG, au coût moyen, dans les charges liées au combustible selon les besoins. Les options d'achat de crédits de réduction des émissions sont comptabilisées en tant que dérivés et inscrites à la valeur marchande estimative.

La comptabilité de couverture est appliquée lorsque l'instrument dérivé est désigné en tant que couverture et est censé être efficace tout au long de la durée de vie de l'élément couvert. Lorsqu'un instrument dérivé cesse d'exister ou d'être efficace à titre de couverture ou lorsque la relation de couverture prend fin, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans les produits en même temps que les gains et les pertes associés à l'élément couvert. Lorsqu'un élément couvert cesse d'exister, tout gain ou toute perte reporté connexe est comptabilisé dans l'état des résultats consolidé de la période en cours.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges dans l'exercice où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs de gestion des déchets nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG comprennent un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées, une assurance-vie collective, une assurance de soins de santé et une assurance en cas d'invalidité prolongée. OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et d'autres avantages postérieurs à la retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations sont touchées par les niveaux de salaire, l'inflation et l'accroissement des coûts. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures estimations de la direction. Les taux d'actualisation utilisés par OPG pour établir les obligations au titre des prestations projetées et les coûts pour les régimes d'avantages sociaux des employés de la Société sont fondés sur les rendements d'obligations de sociétés notées AA représentatives.

Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à la valeur liée au marché afin de déterminer les gains ou les pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. La valeur liée au marché prend en compte les gains et les pertes sur les actifs découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des prestations de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi comprennent les coûts des prestations au titre des services rendus au cours de l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les rajustements liés aux modifications des régimes et les rajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de changements d'hypothèses, et les gains et les pertes réels. Les coûts des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés couverts par le régime, étant donné que les avantages économiques pour OPG seront réalisés sur cette période. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des avantages postérieurs à l'emploi, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte), sur 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite, selon le plus élevé des deux montants, est également amorti sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des employés.

Lorsque la constatation de la mutation d'employés et du transfert des avantages connexes se traduit par une compression et un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par compression la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par règlement l'annulation d'une obligation dans le cadre du régime.

Impôts

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices et sur le capital à la SFIÉO. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), et sont modifiés conformément à la *Loi de 1998 sur l'électricité* et aux règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois de l'impôt fédérales et provinciales.

OPG utilise la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des secteurs non réglementés de ses activités. Selon cette méthode du report variable, les impôts sur les bénéfices sont constatés par suite d'écarts temporaires découlant d'écarts entre la valeur fiscale d'un actif ou d'un passif et sa valeur comptable au bilan, du report en avant de pertes fiscales non utilisées et des réductions d'impôts sur les bénéfices. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont calculés d'après les taux d'imposition prévus par la loi qui seraient en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires se résorberaient ou seraient réglés. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts futurs est imputée aux résultats dans la période où la modification est pratiquement en vigueur. Les actifs d'impôts futurs sont évalués, et si leur matérialisation n'est pas jugée plus probable qu'improbable, une provision pour moins-value est constituée.

Depuis le 1^{er} avril 2005, avec la mise en œuvre de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités en vertu de la méthode des impôts exigibles. Selon la méthode des impôts exigibles, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouverts dans les tarifs réglementés facturés aux clients futurs.

OPG verse à la SFIÉO des paiements en remplacement des impôts fonciers sur ses actifs de production d'énergie nucléaire et d'origine fossile, et paie aussi des impôts fonciers aux municipalités.

OPG se voit imputer un montant sur les produits bruts tirés de la production annuelle d'électricité découlant de ses actifs de production hydroélectrique. Ce montant comprend un pourcentage fixe appliqué à la production hydroélectrique annuelle dérivée des centrales situées sur des terres de la Couronne et un pourcentage progressif applicable à toutes les centrales hydroélectriques. Il est inclus dans les charges liées au combustible.

Secteurs d'activité

Comme il est mentionné à la note 19, OPG a modifié sa définition des secteurs d'activité le 1^{er} avril 2005, auparavant appelés «Production» et «Commercialisation de l'énergie», pour «Production nucléaire réglementée», «Production hydroélectrique réglementée» et «Production non réglementée». OPG continuera de présenter d'autres activités, y compris les activités de négociation, qui étaient auparavant présentées de manière distincte, dans le secteur «Divers». En raison de cette modification de définition, OPG a reclassé les chiffres correspondants des périodes de comparaison afin de les rendre conformes à la présentation actuelle des secteurs d'activité.

Modifications de conventions comptables

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

En décembre 2004, la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (projet de loi 100) a reçu la sanction royale. Un règlement adopté en vertu de cette loi en février 2005 stipule qu'OPG recevra des prix réglementés, à compter du 1^{er} avril 2005,

pour ses installations hydroélectriques et nucléaires de base. Cela comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, et les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Les prix réglementés d'OPG ont été établis par la Province en fonction de la production projetée totale et des coûts d'exploitation, plus le coût du capital incluant un taux de rendement moyen des capitaux propres de 5 %. Les prix initiaux sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2005 et devraient demeurer en vigueur jusqu'à au moins le 31 mars 2008, date à laquelle il est prévu que la Commission de l'énergie de l'Ontario (la «CEO») établira de nouveaux prix réglementés. Si des changements sont apportés aux hypothèses fondamentales à partir desquelles ces prix réglementés ont été établis, la Province peut modifier ces prix initiaux.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et un bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle réglemente tous les intervenants du marché dans les industries du gaz naturel et de l'électricité et exerce ses fonctions de réglementation au moyen d'audiences publiques et d'autres séances moins officielles comme des consultations.

Les normes comptables reconnaissent que la réglementation des tarifs peut entraîner des avantages et des obligations économiques qui sont présentés dans les états financiers consolidés comme les actifs et les passifs réglementaires. Lorsque la réglementation fournit l'assurance que les coûts engagés seront recouverts dans l'avenir, alors une entité peut reporter ces coûts et les constater comme un actif réglementaire. Si un recouvrement pour l'exercice en cours est prévu pour des coûts devant être engagés dans l'avenir, alors l'entité constate un passif réglementaire. De plus, si la réglementation comprend des revenus plus élevés ou moins élevés que les revenus prévus à recevoir ou à rembourser par OPG par le truchement des tarifs futurs, OPG constate et présente alors, respectivement, un actif ou un passif réglementaire. L'importance de ces actifs et passifs réglementaires est assujettie à certaines estimations et hypothèses, y compris les hypothèses posées dans l'interprétation de la réglementation.

Impôts sur les bénéfices

Depuis le 1^{er} avril 2005, avec la mise en application de la réglementation des tarifs, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles.

Nouvelles recommandations comptables

Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

En septembre 2004, l'ICCA a modifié la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15, *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, qui avait été initialement publiée en juin 2003, par souci d'alignement avec l'Interprétation n° 46 révisée, *Consolidation of Variable Interest Entities* («FIN 46R»), du Financial Accounting Standards Board. La nouvelle note exige la consolidation des entités à détenteurs de droits variables («EDDV») par le principal bénéficiaire. Une EDDV est une entité i) dont l'investissement en instruments de capitaux propres à risque ne suffit pas à lui permettre de financer ses activités sans un soutien financier subordonné additionnel de tiers et/ou ne réunit pas certains des attributs essentiels et caractéristiques d'une participation financière conférant le contrôle majoritaire, et ii) qui ne répond pas à des critères d'exemption précis. Le principal bénéficiaire est l'entreprise qui absorbera la majorité des pertes prévues ou recevra la majorité des rendements résiduels prévus, ou les deux, de l'EDDV.

OPG est partie à divers accords de coentreprise et autres ententes et a vendu des créances en vertu d'un accord de titrisation de créances. OPG a conclu que les accords de coentreprise et les autres accords auxquels elle participe ne sont pas des EDDV, et qu'elle n'est pas le principal bénéficiaire de la fiducie à qui elle a vendu des créances, pas plus qu'elle ne détient un droit variable important dans cette dernière.

Sociétés de placement

En janvier 2004, l'ICCA a publié la note d'orientation concernant la comptabilité n° 18, *Sociétés de placement* («NOC-18»). La nouvelle note d'orientation exige que les placements détenus par des entités qui respectent les critères de sociétés de placement soient inscrits à la juste valeur et que les gains et les pertes soient comptabilisés en résultat net. Au cours de 2005, OPG a appliqué la nouvelle note d'orientation aux placements qu'elle détient.

Modifications de conventions comptables futures

En 2005, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables : le chapitre 1530 du *Manuel*, «Résultat étendu», le chapitre 3855 du *Manuel*, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation» et le chapitre 3865 du *Manuel*, «Couvertures». Ces normes s'appliquent aux états financiers intermédiaires et annuels relatifs aux exercices ouverts à compter du 1^{er} octobre 2006.

Ces normes seront en vigueur pour OPG à compter de 2007. L'incidence de l'entrée en vigueur de ces nouvelles normes sur les états financiers consolidés d'OPG ne peut encore être établie puisqu'elle sera tributaire des positions courantes et de leur juste valeur au moment de la transition. Les paragraphes qui suivent présentent de plus amples renseignements sur chacune des trois nouvelles normes comptables relativement à OPG.

Résultat étendu

En raison de l'adoption de ces normes, une nouvelle catégorie, Cumul des autres éléments du résultat étendu, sera ajoutée aux capitaux propres dans les bilans consolidés. Les principaux éléments de cette catégorie comprendront les gains et les pertes latents sur les actifs financiers classés comme actifs destinés à la vente, les écarts de conversion latents, déduction faite des couvertures, et les variations de la juste valeur de la tranche efficace des instruments de couverture des flux de trésorerie. Ces montants seront inscrits à l'état des autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les critères de constatation dans l'état des résultats consolidé soient respectés.

Instruments financiers – Comptabilisation et évaluation

Selon la nouvelle norme, aux fins comptables, les actifs financiers seront classés dans une des catégories suivantes : actifs détenus jusqu'à l'échéance, prêts et créances, actifs détenus à des fins de transaction ou destinés à la vente, et les passifs financiers seront classés comme détenus à des fins de transaction ou à des fins autres que de transaction. Les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction seront évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes seront comptabilisés en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance, les prêts et les créances ainsi que les passifs financiers détenus à des fins autres que de transaction seront évalués au coût amorti. Les instruments destinés à la vente seront évalués à la juste valeur, et les gains et les pertes latents seront constatés dans les autres éléments du résultat étendu. La norme permet aussi de désigner tout instrument financier comme détenu à des fins de transaction au moment de sa comptabilisation initiale. Tous les dérivés, y compris les dérivés intégrés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, doivent habituellement être classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés.

Couvertures

Cette nouvelle norme précise les critères en vertu desquels la comptabilité de couverture peut être appliquée et comment la comptabilité de couverture doit être appliquée dans le cadre de chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de la juste valeur, les couvertures des flux de trésorerie et les couvertures de l'exposition au risque de change d'un placement net dans un établissement étranger autonome. Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est rajustée en fonction des gains ou des pertes attribuables au risque couvert et comptabilisée en résultat net. Cette variation de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, est contrebalancée par les variations de la juste valeur du dérivé. Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture sera constatée dans le cumul des autres éléments du résultat étendu. La tranche non efficace sera comptabilisée en résultat net. Les montants constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu seront reclassés en résultat net des périodes au cours desquelles le résultat net subi l'incidence de la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert. Dans le cas d'une couverture de l'exposition au risque de change d'un placement net dans un établissement étranger autonome, les gains et les pertes de change des instruments de couverture seront constatés dans les autres éléments du résultat étendu.

4

Vente de créances

Le 1^{er} octobre 2003, la Société a signé un accord visant la cession d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures (les « créances ») à une fiducie indépendante. La Société conserve également un droit de copropriété indivis dans les créances cédées à la fiducie. En vertu de l'accord, la Société continue de gérer les créances. La cession cède à la fiducie la propriété d'une partie des paiements découlant des créances, calculés chaque mois. Le recours de la fiducie envers la Société se limite généralement au revenu tiré des créances. En décembre 2005, OPG a prolongé l'accord jusqu'en août 2009.

OPG a inscrit la cession initiale du droit de copropriété à la fiducie et les cessions subséquentes requises, étant donné l'option de rechargement de la titrisation, à titre de vente, conformément à la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-12 de l'ICCA, *Cession de créances*. Selon cette note d'orientation, le produit de chaque cession à la fiducie est considéré comme la somme reçue de la fiducie, déduction faite du droit de copropriété indivis conservé par la Société. Pour 2005, la Société a constaté des charges avant impôts de 9 millions de dollars (8 millions de dollars en 2004) sur ces cessions à un coût moyen des fonds de 3,1 % (2,6 % en 2004). Au 31 décembre 2005, OPG avait cédé 300 millions de dollars de son portefeuille total de 668 millions de dollars.

Les créances présentées et titrisées par la Société sont comme suit :

(en millions de dollars)	Capital des créances aux 31 décembre		Solde moyen des créances pour les exercices terminés les 31 décembre	
	2005	2004	2005	2004
Total du portefeuille de créances ¹	668	490	559	470
Créances cédées	300	300	300	300
Créances conservées	368	190	259	170
Coût moyen des fonds			3,1 %	2,6 %

1. Le montant représente les créances en cours, y compris les créances titrisées, que la Société continue de gérer.

Une variation défavorable immédiate de 10 % à 20 % du taux d'actualisation n'aurait pas une incidence importante sur la juste valeur du droit conservé. Il n'y a pas eu de créances irrécouvrables pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004.

Les flux de trésorerie liés aux titrisations pour les exercices terminés les 31 décembre sont comme suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Recouvrements réinvestis dans les ventes à rechargement ¹	3 600	3 600
Flux de trésorerie liés aux droits conservés	3 104	2 043

1. Étant donné l'option à rechargement de la titrisation, les sommes recouvrées au titre des créances titrisées sont immédiatement réinvesties dans des créances additionnelles, ce qui signifie que le produit de la Société ne dépassera pas le montant initial de 300 millions de dollars. Les montants reflètent le cumul de 12 montants mensuels.

5 Immobilisations

L'amortissement des immobilisations consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Amortissement	748	758
Frais de gestion des déchets nucléaires	5	7
	753	765

Les immobilisations se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Immobilisations corporelles		
Centrales nucléaires	4 754	4 326
Centrales hydroélectriques réglementées	4 379	4 345
Centrales hydroélectriques non réglementées	3 447	3 432
Centrales à combustible fossile	1 411	1 596
Autres immobilisations	833	850
Construction en cours	348	565
	15 172	15 114
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	3 497	2 935
Autres immobilisations	263	239
	3 760	3 174
	11 412	11 940

Les actifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition s'établissaient à 203 millions de dollars en 2004 et étaient inclus dans les autres immobilisations. Il n'y avait aucun actif faisant l'objet de contrat de location-acquisition au 31 décembre 2005. L'amortissement cumulé sur les actifs loués au 31 décembre 2004 était de 53 millions de dollars. Les intérêts capitalisés à un taux de 6 % au cours des exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004 étaient respectivement de 27 millions de dollars et 30 millions de dollars.

Dépréciation des actifs à long terme

Les estimations comptables liées à la dépréciation des actifs nécessitent beaucoup de jugement de la part de la direction afin de déterminer les prévisions à court et à long terme sur les prix futurs des ventes, l'approvisionnement en électricité en Ontario, l'inflation, les prix du combustible et la durée de vie des centrales. Le montant des flux de trésorerie futurs qui seront finalement réalisés par OPG relativement à ces actifs pourrait être considérablement différent des valeurs comptables inscrites aux états financiers consolidés.

Unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A

OPG a achevé l'évaluation du coût, de l'échéancier et des risques liés à la remise en service des unités 2 et 3 de la centrale nucléaire Pickering A, y compris une évaluation de la capacité de ces unités de fonctionner à un facteur de capacité acceptable pendant les 12 à 20 années d'exploitation restantes. Cette évaluation comprenait les récentes constatations des programmes d'inspection relativement aux mécanismes de dégradation de la canalisation d'alimentation et du générateur de vapeur, et de la dégradation possible des composantes de l'enceinte du réacteur, qui pourraient avoir une incidence sur le facteur de capacité futur, les charges d'exploitation et la durée de vie des unités. Compte tenu de l'étendue du travail de remise à neuf, les coûts et les risques liés à la remise en service de ces deux unités, et l'accent mis par la Société sur l'amélioration du rendement de ses autres unités nucléaires, le conseil d'administration d'OPG a décidé que bien que la remise en service soit possible sur le plan technique, la remise en service de ces unités n'est pas justifiée sur le plan commercial. Par conséquent, OPG a inscrit une dépréciation de 63 millions de dollars au deuxième trimestre de 2005 relativement à la valeur comptable de ces deux unités, y compris la construction en cours. En plus de la dépréciation liée à ces deux unités, OPG a inscrit des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 57 millions de dollars relativement à la radiation des stocks jugés excédentaires ou inutilisables en raison de la décision de ne pas procéder à la remise en service des unités 2 et 3.

OPG prévoit recouvrer les montants inscrits dans le compte de report liés aux coûts autres qu'en capital engagés après le 1^{er} janvier 2005 relativement à la remise en service des unités 2 et 3. Au 31 décembre 2005, le compte de report lié aux unités 2 et 3 était de 19 millions de dollars.

En raison de la décision de ne pas procéder à la remise en service de ces deux unités, OPG continue d'évaluer le besoin de prévoir des coûts additionnels, y compris les coûts liés à la préparation des unités en vue de leur stockage sécuritaire, de prévoir toute incidence sur les coûts estimatifs relatifs à l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations et d'autres coûts additionnels de sortie. Ces charges pourraient avoir une incidence importante sur les résultats d'exploitation des périodes futures.

Centrale Lennox

En raison de la demande de renseignements et d'une offre de service pour 2 500 MW de nouvelle production d'énergie propre et de projets de gestion axée sur la demande publiée en septembre 2004 par le gouvernement et des arrangements contractuels connexes, les produits du marché de l'électricité de gros devraient être moins importants que les produits antérieurement prévus. En tant que centrale à coûts variables relativement élevés, la centrale Lennox ne pourra pas recouvrer ses coûts fixes d'exploitation et sa valeur comptable sur le marché de l'électricité de gros dans l'avenir. En raison de ces facteurs, OPG a entamé des discussions avec le gouvernement de la province, prévoyant conclure un arrangement contractuel pour le recouvrement des coûts d'exploitation fixes annuels et la valeur comptable de la centrale Lennox. En mars 2005, OPG a été avisée par celui-ci qu'il continuerait d'appuyer OPG dans la négociation d'un arrangement qui permettrait le recouvrement des coûts d'exploitation fixes, mais qu'il n'appuierait pas un arrangement qui permettrait le recouvrement de la valeur comptable de la centrale Lennox. En raison de ce changement de circonstance, OPG a inscrit une dépréciation de 202 millions de dollars au premier trimestre de 2005. Depuis, OPG a négocié un contrat avec la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERÉ»), en vertu des règles du marché, pour recouvrer ses coûts d'exploitation pour une période d'un an se terminant le 30 septembre 2006. Le contrat avec la SIERÉ a été soumis pour approbation à la CEO.

6 Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2005, OPG a inscrit les actifs et passifs réglementaires suivants :

(en millions de dollars)	2005
Actifs réglementaires	
Compte de report des coûts de remise en service de Pickering A	261
Compte d'écart des produits tirés des services connexes	5
Total des actifs réglementaires	266
Passifs réglementaires	
Compte d'écart de la production hydroélectrique	4
Divers	8
Total des passifs réglementaires	12

Coûts de remise en service de Pickering A

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2005, conformément à la réglementation en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, OPG est tenue d'établir un compte de report relativement aux coûts autres qu'en capital liés à la remise en service d'unités à la centrale nucléaire Pickering A. En conséquence, la modification de comptabilisation a été adoptée de manière prospective le 1^{er} janvier 2005, sans adoption rétroactive. Au 31 décembre 2005, le compte de report était de 261 millions de dollars, composé de coûts autres qu'en capital, déduction faite de l'amortissement, de 228 millions de dollars liés à l'unité 1, de 19 millions de dollars liés aux unités 2 et 3, de 11 millions de dollars liés aux coûts de remise en service généraux, et d'intérêts de 7 millions de dollars cumulés à un coût moyen de l'endettement de 6 %. Lorsqu'OPG sera devenue assujettie aux prix réglementés établis par la CEO, prévus après le 31 mars 2008, la CEO sera tenue par la réglementation de s'assurer qu'OPG recouvrera tout solde du compte de report linéairement sur une période n'excédant pas 15 ans.

En novembre 2005, en raison de la remise en service de l'unité 1 de la centrale nucléaire Pickering A, OPG a commencé à amortir l'actif réglementaire lié à la remise en service de Pickering A dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. La méthode d'amortissement est conforme à celle qui est reflétée dans les tarifs réglementés provisoires, et a entraîné la comptabilisation, par OPG, de charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 4 millions de dollars au 31 décembre 2005.

Si OPG n'avait pas imputé de coûts au compte de report, tel qu'il est exigé par la réglementation, des montants additionnels de 254 millions de dollars et de 7 millions de dollars auraient été imputés respectivement aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et aux intérêts débiteurs nets au cours de 2005.

Comptes d'écart

Avec prise d'effet le 1^{er} avril 2005, conformément à la réglementation en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, OPG a été tenue d'établir des comptes d'écart pour les coûts engagés à compter du 1^{er} avril 2005, qui sont liés aux écarts dans la production d'électricité hydroélectrique en raison d'écarts entre l'hydraulicité prévue et réelle, aux variations dans la production d'électricité nucléaire en raison de changements législatifs ou technologiques non prévus, aux variations des produits présumés relativement aux produits tirés des services connexes provenant des installations réglementées, aux catastrophes naturelles (y compris des phénomènes climatiques sévères), et aux indisponibilités et aux restrictions liées au transport.

Au 31 décembre 2005, OPG a inscrit un actif de 5 millions de dollars reflétant les produits tirés des services connexes, soit un résultat défavorable comparativement aux prévisions pour 2005. Au 31 décembre 2005, OPG a inscrit un passif de 4 millions de dollars, reflétant les conditions hydrologiques, qui ont été favorables comparativement aux prévisions pour 2005. Lorsqu'OPG sera devenue assujettie aux prix réglementés établis par la CEO, la CEO sera tenue par la réglementation de s'assurer du recouvrement dans la mesure où la CEO est satisfaite que les coûts inscrits dans le compte ont été engagés prudemment et inscrits de manière appropriée. Tout solde approuvé par la CEO sera amorti sur une période n'excédant pas trois ans.

Si OPG n'avait pas comptabilisé les écarts à titre d'actif et de passif réglementaire, les produits de 2005 auraient été moins élevés de 1 million de dollars.

L'autre passif réglementaire est composé d'une tranche de produits non réglementés gagnés par les actifs réglementés d'OPG, ce qui entraînera une réduction des tarifs réglementés futurs qui seront établis par la CEO.

7

Facilités de crédit à court terme

La facilité de crédit bancaire consentie renouvelable de 1 milliard de dollars de 364 jours d'OPG actuellement en vigueur a été renouvelée le 24 mai 2005. La nouvelle facilité est divisée en deux tranches, soit une tranche de 364 jours de 500 millions de dollars venant à échéance le 23 mai 2006 et une tranche de trois ans de 500 millions de dollars venant à échéance le 23 mai 2008. Le total de la facilité de crédit continuera d'être principalement affectée au soutien des billets émis dans le cadre du programme de papier commercial d'OPG. Au 31 décembre 2005, OPG n'avait pas d'emprunts impayés en vertu de ce programme de papier commercial (26 millions de dollars en 2004). Aux 31 décembre 2005 et 2004, OPG n'avait aucun autre emprunt impayé aux termes de cette facilité.

OPG a également des facilités de découvert non confirmées à court terme de 26 millions de dollars (26 millions de dollars en 2004) ainsi que des facilités de crédit non confirmées à court terme de 215 millions de dollars (200 millions de dollars en 2004) soutenant l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit pour soutenir les régimes de retraite complémentaires et est tenue de verser des lettres de crédit à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale, tel qu'il est prescrit par le Code de règlement au détail de la CEO. Au 31 décembre 2005, environ 157 millions de dollars (155 millions de dollars en 2004) de lettres de crédit avaient été émises à titre de sûreté auprès des sociétés de distribution locale et pour soutenir les régimes de retraite complémentaires.

8

Dettes à long terme

La dette à long terme consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Effets à payer à la SFIÉO	3 695	3 200
Obligations en vertu de contrats de location-acquisition	—	3
Part de la dette de la société en commandite sans recours	200	201
	3 895	3 404
Moins : tranche échéant à moins d'un an		
Effets à payer à la SFIÉO	800	—
Obligations en vertu de contrats de location-acquisition	—	3
Part de la dette de la société en commandite	6	2
	806	5
Dettes à long terme	3 089	3 399

Les créances de premier rang confèrent à leurs porteurs le droit de recevoir le paiement complet des montants qui leur sont dus, avant les porteurs des créances subordonnées. La SFIÉO détient actuellement l'ensemble des créances de premier rang et des créances subordonnées impayées d'OPG.

Les dates d'échéance au 31 décembre 2005 des effets à payer à la SFIÉO sont comme suit :

Année d'échéance	Taux d'intérêt (%)	Capital impayé (en millions de dollars)		Total
		Effets de premier rang	Effets subordonnés	
2006	5,70 %	800	—	800
2007	5,85 %	400	—	400
2008	5,90 %	400	—	400
2009	6,01 %	350	—	350
2010	6,00 %	595	375	970
2011	6,65 %	—	375	375
2012	5,72 %	400	—	400
		2 945	750	3 695

En décembre 2004, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO afin de reporter le paiement sur le capital de 500 millions de dollars des effets de premier rang venant à échéance en mars et en septembre 2005, en prolongeant l'échéance de cinq ans. Les taux d'intérêt demeurent inchangés. En mars 2005, la Société a conclu une entente avec la SFIÉO afin d'obtenir un financement additionnel pouvant atteindre 600 millions de dollars, sur lequel des prélèvements pourront être faits jusqu'au 31 mars 2006. En avril 2005, 400 millions de dollars avaient été prélevés aux termes de cette facilité, d'une durée de sept ans.

La Société a aussi conclu une entente avec la SFIÉO afin d'acquitter, au moyen de l'émission d'effets de premier rang additionnels de respectivement 95 millions de dollars et 98 millions de dollars, venant à échéance en 2010, des intérêts de 95 millions de dollars à payer en mars 2005 et des intérêts de 98 millions de dollars à payer en septembre 2005, courus sur la dette à rembourser auprès de la SFIÉO de 3,2 milliards de dollars. En conséquence d'une meilleure situation de trésorerie, OPG a choisi de régler les intérêts à payer en septembre 2005 et de ne pas émettre l'effet de 98 millions de dollars.

Les intérêts payés en 2005 se sont établis à 235 millions de dollars (218 millions de dollars en 2004), dont une tranche de 220 millions de dollars a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme (213 millions de dollars en 2004).

En septembre 2005, OPG a conclu une entente avec la SFIÉO visant à obtenir un financement par emprunt pour le projet de tunnel de Niagara. Le financement, dont le montant peut atteindre 1 milliard de dollars au cours de la durée du projet, prendra la forme d'effets de dix ans, qui seront émis trimestriellement afin de s'acquitter des obligations relatives au projet. Les intérêts seront fixés pour chaque effet émis au moment de l'avance à un taux égal au taux en vigueur pour les obligations de référence de dix ans du gouvernement du Canada, majoré d'un différentiel de taux établi par la SFIÉO, fondé sur un échantillon de taux du marché.

En octobre 2005, OPG a conclu un accord semblable avec la SFIÉO visant le financement du projet de conversion au gaz de la centrale de Thunder Bay. Un montant pouvant atteindre 95 millions de dollars sera mis à la disposition d'OPG aux termes de cette facilité de crédit, sur laquelle des prélèvements pourront être faits selon les besoins au cours de la période de construction projetée de deux ans. OPG prévoit effectuer son premier prélèvement en vertu de cette facilité au premier trimestre de 2006.

9

Enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Le passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires fondé sur la valeur actualisée consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Passif pour gestion du combustible nucléaire irradié	4 940	4 693
Passif pour déclassement des centrales nucléaires et gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne	3 627	3 457
Passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires	192	189
Passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	8 759	8 339

La variation du passif pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004 consiste en ce qui suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Passif au début de l'exercice	8 339	7 921
Augmentation du passif en raison de la charge de désactualisation	476	453
Augmentation du passif en raison des charges variables liées à la gestion des déchets nucléaires et du combustible nucléaire irradié	34	35
Enlèvement d'immobilisations se rapportant aux participations	—	1
Passif réglé par les dépenses de gestion des déchets	(90)	(71)
Passif à la fin de l'exercice	8 759	8 339

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des installations nucléaires et à combustible fossile. Des coûts seront engagés pour le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion poursuivie à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et d'activité moyenne.

Les coûts suivants sont constatés à titre de passif :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et à combustible fossile à la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe de tout programme de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable de tout programme de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets réels, engagé à ce jour.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires exige des hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur un bon nombre d'années. Des fermetures de centrales sont projetées d'ici les 14 prochaines années, selon la centrale. Les programmes actuels englobent des estimations de flux de trésorerie jusqu'en 2057 pour le déclassement des centrales nucléaires et jusqu'en 2100 environ pour la gestion du combustible nucléaire irradié. Le montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs associés au passif qui devrait être engagé jusqu'à la date de fermeture des centrales inclusivement est d'environ 20 milliards de dollars. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actualisée des passifs au 31 décembre 2005 était de 5,75 % (5,75 % en 2004), et les taux d'accroissement des prix s'échelonnaient de 2 % à 4 %. Aux termes de la convention de location avec Bruce Power, OPG continue d'être responsable des passifs, pour l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et la gestion des déchets nucléaires, liés aux centrales nucléaires Bruce.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examen périodiques. L'estimation du passif est mise à jour en 2006. Toute modification de ces hypothèses, ainsi que des hypothèses sur le calendrier des programmes, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur totale des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution rapide de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à l'exactitude de la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif pour gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts relatifs au combustible irradié incluent la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié par l'évacuation en couches géologiques profondes, la mise en service prévue en 2035 d'installations d'évacuation de combustible nucléaire irradié et une distance moyenne de transport de 1 000 kilomètres entre les installations nucléaires et les installations d'évacuation. Des solutions de rechange à l'évacuation en couches géologiques profondes ont été étudiées par les centrales nucléaires canadiennes par l'intermédiaire de l'Organisation de gestion des déchets nucléaires dans le cadre de l'étude portant sur les solutions de rechange exigées par la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (Canada) fédérale (la «LDCN»). L'étude portant sur les solutions de rechange a été présentée au gouvernement fédéral en novembre 2005. Le gouvernement fédéral décidera quelle solution de gestion devrait être adoptée. La décision attendue devrait avoir une incidence importante sur l'estimation d'OPG du passif.

Passif au titre des coûts de déclassement des centrales nucléaires et de gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne

Le passif pour déclassement des centrales nucléaires et gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne représente les coûts estimatifs du déclassement des centrales nucléaires au terme de leur durée de vie utile ainsi que le coût de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne produits par les centrales nucléaires. Les hypothèses importantes utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires incluent le déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné en vertu duquel les réacteurs demeureront à l'arrêt en lieu sûr pendant les 30 ans précédant un déclassement de dix ans. Les plans actuels supposent que les déchets de faible activité et d'activité moyenne issus du déclassement seront évacués dans des installations conçues à cette fin.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et d'activité moyenne sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour l'établissement des coûts de la gestion des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne incluent la mise en service en 2015 d'installations d'évacuation des déchets de faible activité, le costockage de déchets d'activité moyenne de courte durée et de déchets de faible activité à partir de 2015 et le costockage du reste des déchets d'activité moyenne de longue durée et du combustible irradié à partir de 2035. Des plans sont actuellement en cours pour l'établissement d'un dépôt en couches géologiques profondes aux installations de gestion des déchets Western. Des accords ont été conclus avec la municipalité de Kincardine à l'égard de ce dépôt.

Passif au titre des coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif pour enlèvement d'immobilisations non nucléaires repose sur des estimations de coûts de tiers formulées à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales en exploitation et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Ce passif représente les coûts estimatifs de déclassement des centrales à combustible fossile au terme de leur durée de vie utile. Selon les estimations, ces centrales devraient être démantelées entre 2007 et 2034.

Outre le passif de 95 millions de dollars pour les sites en exploitation, OPG a inscrit un passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations de 97 millions de dollars relativement aux coûts de déclassement et de remise en état des sites des centrales ayant fait l'objet d'un désinvestissement ou qui ne sont plus utilisés.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques. En outre, les coûts pour ce type d'installation ne peuvent faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, les structures de contrôle des eaux devraient être utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif pour déclassement de ses installations hydroélectriques.

Ontario Nuclear Funds Agreement

OPG met des fonds de côté qui seront utilisés spécifiquement pour le règlement de ses passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. En juillet 2003, OPG et la Province ont conclu des arrangements, conformément à l'ONFA. Pour respecter l'ONFA, OPG a établi des Fonds nucléaires. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province. Les actifs des Fonds nucléaires sont détenus dans des comptes de garde par des tiers qui sont distincts du reste des actifs d'OPG.

Le Fonds de déclassement servira à financer les coûts futurs d'enlèvement des immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et d'activité moyenne à long terme ainsi qu'une tranche des frais de stockage du combustible irradié après la durée de vie de la centrale. Le financement initial du Fonds de déclassement devait régler en totalité l'estimation de 1999 du passif. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts estimatifs ainsi qu'aux produits tirés des investissements du Fonds de déclassement.

Le Fonds pour combustible irradié servira à financer les coûts futurs de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés dans l'ONFA, qui limitent son risque financier total à environ 6 milliards de dollars, soit la valeur actualisée au 1^{er} avril 1999 (environ 8,8 milliards de dollars en dollars de 2005), compte tenu des projections de 2,23 millions de grappes relatives aux grappes de combustible irradié établies selon la durée de vie de la centrale figurant dans le plan de référence financier initial. OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme il est précisé dans l'ONFA. Le financement requis pour 2005 aux termes de l'ONFA a été de 454 millions de dollars, y compris une contribution à la fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario (la «Fiducie»). En 2005, une somme de 150 millions de dollars a été versée à la Fiducie pour satisfaire à l'exigence de 2005 de 100 millions de dollars alors que la tranche résiduelle de 50 millions de dollars a été versée à la Fiducie pour satisfaire à l'exigence de 2006.

La LDCN est entrée en vigueur en novembre 2002. Conformément à cette dernière, l'Organisation de gestion des déchets nucléaires a été fondée afin de préparer et d'examiner des solutions de rechange et de fournir des recommandations au gouvernement fédéral pour la gestion à long terme des déchets nucléaires d'ici novembre 2005. Le gouvernement fédéral choisira une option de gestion à long terme des déchets nucléaires en fonction de plans déposés. Conformément à la LDCN, OPG a effectué un dépôt initial de 500 millions de dollars dans la Fiducie en novembre 2002. La LDCN exige en outre qu'OPG verse des contributions annuelles de 100 millions de dollars à la Fiducie, qui doivent être déposées dans la Fiducie au plus tard à la date anniversaire de la LDCN en novembre. Pour se conformer à cette exigence, OPG a contribué 100 millions de dollars à la Fiducie en 2003 et en 2004 et 150 millions de dollars en 2005 (dont une tranche de 50 millions de dollars a été déposée le 31 décembre 2005 au titre de l'exigence de capitalisation de 100 millions de dollars pour la période de novembre 2005 à novembre 2006). En vertu de la LDCN, OPG doit continuer à déposer 100 millions de dollars chaque année dans la Fiducie jusqu'à ce que le gouvernement fédéral approuve un plan à long terme. Les contributions futures à la Fiducie après 2005 seront tributaires de la direction choisie par le gouvernement fédéral en fonction des recommandations soumises en novembre 2005. Étant donné que la Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, les contributions à la Fiducie, comme l'exige la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement aux termes de l'ONFA.

Comme l'exige la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), et en vertu de l'ONFA, la Province a fourni à la Commission canadienne de sûreté nucléaire («CCSN»), pour le compte d'OPG, une garantie représentant jusqu'à 1 510 millions de dollars. Cette garantie prévoit qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour s'acquitter des passifs actuels liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. La garantie provinciale s'ajoutera au Fonds pour combustible irradié et au Fonds de déclassement jusqu'au moment où il y aura suffisamment de fonds pour couvrir le passif accumulé aux fins de déclassement et de gestion des déchets nucléaires. La garantie, avec le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, répondait aux exigences de la CCSN en matière d'octroi de permis pour les centrales nucléaires d'OPG. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % du montant garanti par la Province. OPG a payé la commission de garantie pour 2005, qui s'établissait à 8 millions de dollars, au premier trimestre de 2005.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG un rendement annuel dans le Fonds pour combustible irradié de 3,25 % plus la variation de l'indice des prix à la consommation de l'Ontario («rendement garanti»). La différence entre le rendement garanti sur le Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du Fonds, qui comprend les rendements réalisés et latents, est due à ou par la Province. Comme OPG comptabilise les placements dans les fonds distincts selon la méthode du coût, le montant constaté dans les états financiers consolidés qui est dû à ou par la Province correspond à la différence entre le rendement garanti et le rendement réel d'après les rendements réalisés seulement. Au 31 décembre 2005, les comptes du Fonds pour combustible irradié comprenaient un montant de 4 millions de dollars dû à la Province (4 millions de dollars en 2004). Si les placements dans le Fonds pour combustible irradié avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés, au 31 décembre 2005, il y aurait eu un montant dû à la Province de 306 millions de dollars (156 millions de dollars en 2004).

En vertu de l'ONFA, un taux de rendement visé de 5,75 % par année a été établi pour le Fonds de déclassement, sous réserve de modifications au plan de référence de l'ONFA. Si le taux de rendement diffère de 5,75 % ou si l'estimation des passifs change dans le plan de référence approuvé actuellement de l'ONFA, le Fonds de déclassement peut être insuffisant ou excédentaire. Selon l'ONFA, en cas d'un surplus dans le Fonds de déclassement de sorte que les passifs, aux termes du plan de référence approuvé actuellement de l'ONFA, sont financés au moins à 120 %, OPG peut transférer jusqu'à 50 % de l'excédent sur 120 % à titre de contribution au Fonds pour combustible irradié, et la SFIÉO est en droit de recevoir une distribution d'un montant équivalent. De plus, à l'expiration de l'ONFA, la Province a droit aux fonds excédentaires dans la mesure où la juste valeur marchande du Fonds de déclassement dépasse les coûts d'achèvement estimés autorisés aux termes du plan de référence approuvé actuellement de l'ONFA. Au 31 décembre 2005, le solde du Fonds de déclassement, selon la méthode de l'amortissement du coût, excédait les coûts d'achèvement estimatifs aux termes du plan de référence approuvé actuellement de l'ONFA. Le Fonds de déclassement avait un montant en excédent de 7 millions de dollars dû à la Province selon la méthode de l'amortissement du coût. Si les placements dans le Fonds de déclassement avaient été comptabilisés à la juste valeur marchande dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2005, et que l'on avait mis fin au Fonds de déclassement aux termes de l'ONFA, il y aurait eu un montant dû à la Province de 484 millions de dollars (249 millions de dollars en 2004).

Aux 31 décembre 2005 et 2004, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires consistaient en ce qui suit :

(en millions de dollars)	Méthode du coût		Juste valeur	
	2005	2004	2005	2004
Fonds de déclassement	4 106	3 858	4 583	4 131
Montant dû à la Province – Fonds de déclassement	(7)	–	(484)	(249)
	4 099	3 858	4 099	3 882
Fonds pour combustible irradié ¹	2 693	2 122	2 995	2 274
Montant dû (à) par la Province – Fonds pour combustible irradié	(4)	(4)	(306)	(156)
	2 689	2 118	2 689	2 118
	6 788	5 976	6 788	6 000

1. La Fiducie de la LDCN de l'Ontario représente 1 003 millions de dollars au 31 décembre 2005 (794 millions de dollars en 2004) du Fonds pour combustible irradié selon la méthode du coût.

Le coût amorti et la juste valeur des titres investis dans les fonds distincts, qui comprennent le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement, étaient comme suit aux 31 décembre 2005 et 2004 :

(en millions de dollars)	Méthode du coût		Juste valeur	
	2005	2004	2005	2004
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	516	211	515	211
Titres négociables	3 772	3 056	4 547	3 472
Obligations et débentures	1 757	723	1 762	732
Créance de la SFIÉO	759	1 993	759	1 993
Frais d'administration à payer	(5)	(3)	(5)	(3)
	6 799	5 980	7 578	6 405
Montant dû à la Province – Fonds de déclassement	(7)	–	(484)	(249)
Montant dû à la Province – Fonds pour combustible irradié	(4)	(4)	(306)	(156)
Total	6 788	5 976	6 788	6 000

Les obligations et les débetures détenues dans le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement aux 31 décembre 2005 et 2004 viennent à échéance comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur	
	2005	2004
Moins d'un an	—	—
De 1 an à 5 ans	769	259
De 5 à 10 ans	485	233
Plus de 10 ans	508	240
Total des titres d'emprunt à venir à échéance	1 762	732
Rendement moyen	4,3 %	4,1 %

Une créance de 759 millions de dollars (1 993 millions de dollars en 2004) de la SFIÉO ne porte pas de date d'échéance précise. Le taux d'intérêt réel sur le montant à recevoir de la SFIÉO était de 5,8 % en 2005 (5,3 % en 2004).

10 Impôts sur les bénéfices

À compter du 1^{er} avril 2005, OPG comptabilise les impôts sur les bénéfices liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités selon la méthode des impôts exigibles. Selon cette méthode, OPG ne constate pas d'impôts futurs liés aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités dans la mesure où ces impôts futurs devraient être recouverts dans les tarifs réglementés facturés aux clients futurs. Dans le cadre de la transition, le 1^{er} avril 2005, OPG a contrepassé le solde net de l'actif d'impôts futurs de 74 millions de dollars lié aux secteurs à tarifs réglementés de ses activités et a constaté le montant à titre de perte extraordinaire dans l'établissement du bénéfice net. L'élément extraordinaire a réduit le résultat de base et dilué par action pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 de 0,29 \$ par action.

Le rapprochement du taux d'imposition réel et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	558	(38)
Taux d'imposition fédéral et provincial combiné prévu par la loi, y compris la surtaxe	36,1 %	36,1 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	202	(14)
Augmentation (diminution) des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Impôt des grandes sociétés en sus de la surtaxe	28	30
Taux d'imposition futur moindre sur les écarts temporaires	(12)	(3)
Éléments de bénéfice non imposables	7	(4)
Impôts futurs non inscrits liés aux activités réglementées	(157)	—
Changement dans les positions fiscales	50	—
Variation de la provision pour moins-value de l'actif d'impôts futurs	—	(93)
Divers	—	4
	(84)	(66)
Charge (recouvrement) d'impôts	118	(80)
Taux d'imposition réel	21,1 %	210,5 %

Avant 2004, OPG a établi une provision pour moins-value de 93 millions de dollars afin de tenir compte qu'il était plus probable qu'improbable que ce montant d'impôts futurs recouvrables ne serait pas réalisé à la lumière des pertes fiscales consécutives des exercices précédents. En 2004, la provision pour moins-value a été réduite de 93 millions de dollars à néant en raison de l'introduction de la réglementation des tarifs. L'élimination prévue des actifs et des passifs d'impôts futurs des activités réglementées par suite de l'instauration de la réglementation des tarifs le 1^{er} avril 2005 devait entraîner une position de passif d'impôts futurs résiduel importante à l'égard des activités non réglementées. Cette position prévue a permis à OPG de constater, en 2004, des actifs d'impôts futurs de 93 millions de dollars, ce qui a entraîné une réduction de la charge d'impôts en 2004 qui ne s'est pas produite en 2005.

OPG a pris certaines positions en matière de déclaration de l'impôt des sociétés et des impôts et taxes sur le capital qui pourraient être contestées au moment de la vérification et possiblement refusées et donner lieu à une augmentation importante de l'obligation fiscale au moment du redressement. En 2005, OPG a inscrit une charge d'impôts de 50 millions de dollars en vue d'une modification des passifs d'impôt liés à certaines positions fiscales prises par la Société au cours d'exercices précédents. Il subsiste toujours une certaine incertitude sur le montant de la charge d'impôts, et la direction n'est pas en mesure d'établir l'incidence de cette incertitude sur les états financiers consolidés.

Les composantes importantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2005	2004
Charge d'impôts de l'exercice	80	21
Charge d'impôts futurs (économie) :		
Variation des écarts temporaires	(51)	50
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	88	(67)
Provision pour (reprise sur) moins-value	-	(93)
Divers	1	9
	38	(101)
Charge (recouvrement) d'impôts	118	(80)

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts futurs sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2005	2004
Actifs d'impôts futurs :		
Passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	27	2 806
Autres passifs et actifs	107	446
Report prospectif de pertes autres qu'en capital	98	168
Impôt minimum futur de l'Ontario à recouvrer	37	42
	269	3 462
Passifs d'impôts futurs :		
Immobilisations	351	1 211
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	2 039
Autres passifs et actifs	141	323
	492	3 573
Passifs d'impôts futurs nets	223	111
Représentés par :		
Tranche à court terme (actif)	(18)	(44)
Tranche à long terme	241	155
	223	111

Le tableau qui suit présente un sommaire des montants de l'état des résultats et du bilan consolidés selon la méthode utilisée par la Société pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices comparativement à ce qui aurait été présenté si OPG avait utilisé la méthode axée sur le bilan pour les activités réglementées en 2005 :

(en millions de dollars)	Montants présentés	Méthode axée sur le bilan
Charge d'impôts futurs	38	195
Élément extraordinaire	74	-
Tranche à court terme (actifs)	(18)	(38)
Tranche à long terme	241	344

Si OPG avait continué à utiliser la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des activités réglementées, la charge d'impôts futurs pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 aurait augmenté de 157 millions de dollars avec une augmentation correspondante du passif d'impôts futurs.

Au 31 décembre 2005, OPG avait une perte autre qu'en capital reportée en avant disponible d'environ 280 millions de dollars (549 millions de dollars en 2004). La perte autre qu'en capital reportée en avant est liée aux années d'imposition suivantes :

(en millions de dollars)	Perte reportée en avant	Date d'échéance
2003	33	2010
2004	247	2014

Le montant des impôts sur les bénéfices payés au cours de 2005 s'est établi à 20 millions de dollars (17 millions de dollars en 2004).

11 Avantages sociaux

Les avantages postérieurs à l'emploi comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance des soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Le régime de retraite enregistré est un régime contributif à prestations déterminées couvrant la plupart des employés permanents et des retraités. Les actifs de la caisse de retraite se composent essentiellement de titres de capitaux propres et de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de placements immobiliers et d'autres placements gérés par des gestionnaires de portefeuilles professionnels. La caisse n'investit pas dans les actions ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les régimes de retraite complémentaires sont des régimes à prestations déterminées couvrant certains employés et retraités.

Les obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les rajustements provenant de modifications des régimes, les modifications des hypothèses et les gains ou les pertes actuariels. Les obligations au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi et les actifs de la caisse de retraite sont mesurés au 31 décembre 2005.

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2005	2004	2005	2004
Hypothèses moyennes pondérées – obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	5,00 %	6,00 %	4,97 %	5,88 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,00 %	3,25 %	—	—
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,00 %	2,25 %	—	—
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	—	—	7,76 %	7,03 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	—	—	4,68 %	4,46 %
Année d'atteinte du taux prévu	—	—	2014	2014
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	—	—	2,00 %	2,25 %

	Régime de retraite agréé et régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2005	2004	2005	2004
Hypothèses moyennes pondérées – coût de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	7,00 %	7,00 %	—	—
Taux d'actualisation des prestations futures	6,00 %	6,25 %	5,88 %	6,17 %
Taux d'indexation de la grille salariale	3,25 %	3,25 %	—	—
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	2,25 %	2,25 %	—	—
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	—	—	7,03 %	6,33 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	—	—	4,46 %	4,46 %
Année d'atteinte du taux prévu	—	—	2014	2010
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	—	—	2,25 %	2,25 %
Nombre moyen d'années de service à courir pour les salariés actifs	11	12	11	12

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Variation des actifs des régimes						
Juste valeur des actifs des régimes						
au début de l'exercice	7 056	6 449	-	-	-	-
Cotisations patronales	254	154	7	6	58	54
Cotisations salariales	56	52	-	-	-	-
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	858	693	-	-	-	-
Règlements	(2)	(4)	-	-	-	-
Versements de prestations	(301)	(288)	(7)	(6)	(58)	(54)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	7 921	7 056	-	-	-	-
Variation de l'obligation au titre des prestations projetées						
Obligation au titre des prestations projetées						
au début de l'exercice	7 663	7 046	144	117	1 499	1 307
Coût pour services rendus au cours de l'exercice de l'employeur	163	143	7	8	47	41
Cotisations salariales	56	52	-	-	-	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	461	442	9	7	88	82
Coûts pour services passés	-	-	-	-	1	-
Perte (gain) de compression	-	2	-	-	-	(1)
Gain de règlement	(2)	(4)	-	-	-	-
Versements de prestations	(301)	(288)	(7)	(6)	(58)	(54)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	1 055	270	(9)	18	488	124
Obligation au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	9 095	7 663	144	144	2 065	1 499
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(1 174)	(607)	(144)	(144)	(2 065)	(1 499)
					2005	2004
Catégories de placements dans la caisse du régime de retraite agréé						
Actions					64 %	65 %
Placements à revenu fixe					33 %	33 %
Trésorerie et placements à court terme					3 %	2 %
Total					100 %	100 %

Les actifs qui constituent la caisse de retraite d'OPG regroupent trois grandes catégories de placements. De plus, les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. La caisse est également constituée d'un petit portefeuille immobilier représentant moins de 1 % des actifs des régimes.

Selon l'évaluation actuarielle la plus récente, produite au 1^{er} janvier 2005, il existait un passif non capitalisé de 465 millions de dollars selon la convention de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 1 979 millions de dollars dans le cas d'une liquidation. Dans l'évaluation actuarielle antérieure, produite au 1^{er} avril 2002, il existait un surplus de 262 millions de dollars selon la convention de la continuité de l'exploitation et un surplus de 204 millions de dollars dans le cas d'une liquidation de l'entreprise.

Les régimes complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit totalisant 138 millions de dollars (125 millions de dollars en 2004).

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'actif (du passif) au titre des prestations constituées						
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	(1 174)	(607)	(144)	(144)	(2 065)	(1 499)
Perte actuarielle nette non amortie	1 737	1 012	18	28	885	422
Coûts des services passés non amortis	100	119	4	5	16	18
Actif (passif) au titre des prestations constituées à la fin de l'exercice	663	524	(122)	(111)	(1 164)	(1 059)
Tranche à court terme	–	–	(7)	(6)	(67)	(59)
Tranche à long terme	663	524	(115)	(105)	(1 097)	(1 000)

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Composantes de la charge constatée						
Coût pour services rendus au cours de l'exercice	163	143	7	8	47	41
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	461	442	9	7	88	82
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	(527)	(511)	–	–	–	–
Perte (gain) de compression	–	2	–	–	–	(1)
Amortissement des coûts pour services passés	18	18	1	1	3	3
Amortissement de la perte actuarielle nette	–	–	1	–	25	15
Charge constatée	115	94	18	16	163	140

	Régime de retraite agréé		Régimes de retraite complémentaires		Autres avantages postérieurs à l'emploi	
(en millions de dollars)	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Composantes de la charge engagée et constatée						
Coût pour services rendus au cours de l'exercice	163	143	7	8	47	41
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	461	442	9	7	88	82
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	(858)	(693)	–	–	–	–
Perte (gain) de compression	–	2	–	–	–	(1)
Coûts pour services passés	–	–	–	–	1	–
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	1 055	270	(9)	18	488	124
Charge engagée au cours de l'exercice	821	164	7	33	624	246
Écarts entre les coûts engagés et les coûts constatés relativement à ce qui suit :						
Rendement réel des actifs des régimes, déduction faite des charges	331	182	–	–	–	–
Coûts pour services passés	18	18	1	1	2	3
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(1 055)	(270)	10	(18)	(463)	(109)
Charge constatée	115	94	18	16	163	140

Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation des composantes services et intérêts du coût constaté de 26 millions de dollars (21 millions de dollars en 2004) pour les autres avantages postérieurs à l'emploi pour 2005 ou une diminution des composantes services et intérêts du coût constaté de 20 millions de dollars (19 millions de dollars en 2004) pour les autres avantages postérieurs à l'emploi pour 2005. Une augmentation ou une diminution de 1,0 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait respectivement une augmentation de

343 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2005 (221 millions de dollars en 2004) pour les autres avantages postérieurs à l'emploi ou une diminution de 266 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2005 (175 millions de dollars en 2004) pour les autres avantages postérieurs à l'emploi.

12

Instruments financiers

Les justes valeurs des instruments dérivés ont été estimées en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant. Si les cours du marché ne sont pas disponibles, OPG tient compte de divers facteurs pour estimer les prix à terme, y compris les prix du marché et la volatilité des prix des marchés de l'électricité avoisinants, les prix du combustible et d'autres facteurs.

Les activités de négociation et la liquidité sur le marché de l'électricité de l'Ontario ont été limitées, étant donné que les sociétés ne concluent généralement que des contrats à court terme. Par conséquent, les informations sur les prix à terme pour les contrats peuvent ne pas être entièrement représentatives du coût de ces contrats. Pour les contrats conclus en Ontario qui ne sont pas conclus à des fins de couverture, OPG a établi des réserves de liquidité à la juste valeur marchande des actifs et des passifs équivalant au gain ou à la perte sur ces contrats. Ces réserves ont augmenté les produits tirés des activités de négociation de 4 millions de dollars au cours de 2005 (diminution de 2 millions de dollars en 2004). Les contrats conclus pour des opérations à l'extérieur de l'Ontario continuent d'être constatés aux bilans consolidés en tant qu'actif ou passif à la juste valeur, les variations de juste valeur étant comptabilisées à titre de gain ou de perte dans les produits tirés des activités de négociation.

Instruments dérivés utilisés aux fins de couverture

Au tableau suivant figure la juste valeur estimative des instruments dérivés désignés en tant que couvertures. La majorité des instruments dérivés d'OPG sont traités en tant que couvertures, les gains ou les pertes étant constatés au moment du règlement, quand les opérations sous-jacentes sont effectuées. OPG détient des dérivés financiers de marchandises principalement pour couvrir le risque de variation des prix des marchandises associé aux fluctuations du prix de l'électricité.

	Quantité nominale	Échéance 2005	Juste valeur	Quantité nominale	Échéance 2004	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)						
(Perte)						
Instruments dérivés sur l'électricité	4,1 TWh	1 an à 2 ans	(125)	10,4 TWh	1 an à 3 ans	(71)
Instruments dérivés sur les taux de change	15 \$ US	janvier 2006	-	10 \$ US	janvier 2005	-
Couvertures des taux d'intérêt	400	1 an à 15 ans	(7)	-	-	-

OPG a conclu un certain nombre de swaps différés sur taux d'intérêt à titre de couverture de l'incidence des variations futures des taux d'intérêt en fonction des besoins d'emprunt futurs prévus pour le projet de tunnel de Niagara. Ces opérations sont habituellement comptabilisées à titre de couverture. Toutefois, environ 5 millions de dollars ont été imputés aux activités de la période écoulée pour les couvertures qui ne respectaient pas les critères d'efficacité au cours de 2005. La perte résiduelle a été reportée.

Les instruments dérivés sur les taux de change servent à couvrir le risque lié aux achats prévus libellés en dollars américains. Le taux de change fixe moyen pondéré des contrats en cours au 31 décembre 2005 s'élevait à 0,87 \$ US (0,81 \$ US en 2004) contre un dollar canadien.

Instruments dérivés non utilisés aux fins de couverture

La valeur comptable (juste valeur) des instruments dérivés non désignés comme couvertures est comme suit :

	Quantité nominale	Juste valeur	Quantité nominale	Juste valeur
(en millions de dollars, sauf indication contraire)				
	2005		2004	
Instruments dérivés sur les taux de change	3 \$ US	-	-	-
Instruments dérivés sur marchandises				
Actifs	3,3 TWh	13	7,9 TWh	12
Passifs	1,1 TWh	(37)	1,3 TWh	(12)
		(24)		-
Réserves de liquidité de l'Ontario		(3)		(7)
Total		(27)		(7)

Les instruments dérivés sur les taux de change qui ne sont pas désignés à titre de couverture ont un taux de change moyen pondéré de 0,85 \$ US.

Juste valeur des autres instruments financiers

La valeur comptable de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, des créditeurs et charges à payer, du rabais à payer associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, des effets à court terme à payer et de la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers. La juste valeur des autres instruments financiers a été estimée en fonction du cours du marché d'instruments semblables ou réels, le cas échéant.

La valeur comptable et la juste valeur de ces autres instruments financiers sont comme suit :

(en millions de dollars)	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
	2005		2004	
Actifs financiers				
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	6 788	6 788	5 976	6 000
Autres actifs et débiteurs à long terme	61	61	56	56
Passifs financiers				
Dette à long terme	3 895	4 081	3 404	3 582
Charges à payer et créditeurs à long terme	183	183	212	212

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque financier que des contreparties contractuelles ne respectent pas leurs obligations. Le risque de crédit exclut tout risque opérationnel découlant du fait qu'un tiers ne livre pas un produit ou un service comme prévu. Les produits d'exploitation d'OPG proviennent de diverses sources, dont la vente de produits énergétiques et la vente à des tiers de produits de gestion du risque financier. Toutefois, la majeure partie des produits d'exploitation d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERÉ.

L'exposition au crédit à l'égard de la SIERÉ fluctue en fonction du prix au comptant et du volume de la production à tarif réglementé et non réglementé, et est réduite chaque mois au moment du règlement des comptes. Le risque de crédit pour la SIERÉ a atteint un sommet de 1 146 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 et de 901 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

13 Actions ordinaires

Aux 31 décembre 2005 et 2004, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

14 Engagements et éventualités**Litiges**

OPG ou ses filiales font face à différentes actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires. OPG avait pris connaissance d'un recours collectif de 50 milliards de dollars, lié à des allégations d'incidences négatives sur la santé de la production d'électricité par la combustion de charbon, qui a été déposé devant une cour de l'Ontario nommant OPG et 20 producteurs d'électricité américains à titre de défendeurs. Bien que la réclamation ait été déposée au greffe de la cour, elle n'a pas été signifiée à OPG, et le délai octroyé au demandeur pour signifier la réclamation est échu. Bien que la cour puisse prolonger le délai de signification sur requête des demandeurs, OPG ne croit pas qu'il est probable que cela se produise. L'évaluation provisoire permet de conclure qu'il serait improbable que la réclamation soit gagnée même si les demandeurs poursuivaient leurs démarches.

En juillet 2004, OPG et deux employés ont été accusés de négligence criminelle ayant causé la mort et de négligence criminelle ayant causé un préjudice corporel en rapport avec la noyade survenue en 2002 à Barrett Chute. Le procès a commencé le 16 janvier 2006 et devrait durer environ de quatre à six mois.

De plus, certaines Premières nations ont intenté des actions en justice en raison d'ingérence dans les droits rattachés à la terre de réserve et les droits fonciers ancestraux. Les réclamations de certaines de ces Premières nations totalisent environ 50 millions de dollars, et des réclamations faites d'autres ne précisent aucun montant.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. Certains d'entre eux pourraient être réglés au désavantage d'OPG et pourraient avoir une incidence importante sur la situation financière d'OPG. La direction a constitué des provisions pour des éventualités qui sont établies comme probables et qui peuvent être raisonnablement évaluées.

Environnement

OPG était tenue d'assumer certaines obligations environnementales d'Ontario Hydro. Conséquemment, une provision de 76 millions de dollars a été établie à cet égard au 1^{er} avril 1999. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2005, des dépenses de 4 millions de dollars (2 millions de dollars en 2004) ont été déduites de cette provision.

Les activités courantes sont également soumises à la réglementation fédérale, provinciale et locale en matière de qualité de l'air, des sols et des eaux et d'autres questions environnementales. Le coût des obligations correspondantes est assumé de façon continue. La direction estime avoir établi une provision suffisante dans les états financiers consolidés pour respecter les obligations environnementales liées aux activités actuelles d'OPG.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales concluent diverses ententes fournissant une assurance financière ou de bonne exécution à des tiers au nom de certaines filiales. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles et les autres engagements commerciaux importants de la Société sont comme suit au 31 décembre 2005 :

(en millions de dollars)	2006	2007	2008	2009	2010	Par la suite	Total
Obligations contractuelles :							
Ententes d'approvisionnement en combustible	693	425	197	68	15	15	1 413
Contributions effectuées dans le cadre de l'ONFA	454	454	679	350	350	1 403	3 690
Remboursement de la dette à long terme	800	400	400	350	970	775	3 695
Intérêt sur la dette à long terme	214	168	145	122	90	55	794
Obligations d'achat non conditionnelles	26	20	12	9	15	27	109
Créditeurs à long terme	28	28	9	—	—	—	65
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	13	13	13	13	14	—	66
Cotisations aux régimes de retraite ¹	254	—	—	—	—	—	254
Divers	75	34	35	34	35	11	224
Engagements commerciaux importants :							
Tunnel de Niagara	158	173	172	116	1	—	620
Total	2 715	1 715	1 662	1 062	1 490	2 286	10 930

1. Les cotisations aux régimes de retraite comprennent des besoins de capitalisation additionnels visant le déficit et des besoins de capitalisation continus conformément à l'évaluation actuarielle au 1^{er} janvier 2005. Les cotisations subissent l'incidence de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes et le calendrier des évaluations actuarielles. Les besoins de capitalisation après 2006 sont exclus en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires aux prévisions du calendrier des flux de trésorerie futurs.

En juin 2004, OPG a annoncé, avec l'appui du gouvernement de l'Ontario (le «gouvernement»), la décision de procéder à la construction d'un nouveau tunnel de déviation de cours d'eau afin d'accroître la quantité d'eau arrivant aux turbines existantes des centrales Sir Adam Beck à Niagara. Grâce à ce tunnel, les centrales Beck utiliseront plus efficacement l'eau disponible, ce qui devrait, en moyenne, accroître la production annuelle d'environ 1,6 TWh. OPG a accordé un contrat à Strabag AG en août 2005 pour la conception et la construction du tunnel de 10,4 kilomètres et des installations connexes. La valeur du contrat de conception-construction est d'environ 600 millions de dollars, et le coût du projet devrait totaliser environ 985 millions de dollars. La construction a commencé en septembre 2005. L'achèvement du projet est prévu pour la fin de 2009.

Autres engagements

En plus des engagements susmentionnés, la Société a les engagements suivants :

La Société maintient des conventions collectives avec le Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique (le «syndicat»). La convention collective est en vigueur du 1^{er} avril 2002 au 31 mars 2006. OPG et le syndicat ont récemment conclu des projets de règlement, qui sont assujettis à la ratification des membres du syndicat. La Société maintient aussi une convention collective avec la Society of Energy Professionals. La convention est en vigueur du 1^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2005.

La convention a été renouvelée depuis et prolongée jusqu'au 31 décembre 2010. Depuis le 31 décembre 2005, environ 90 % de la main-d'œuvre régulière de la Société est visée par des conventions collectives.

Les engagements contractuels et commerciaux plus haut exclusent certains bons de commande puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Impôt foncier de remplacement

En novembre 2005, OPG a reçu une lettre du ministère des Finances indiquant son intention de recommander au ministre des Finances qu'un règlement ontarien à l'égard de l'impôt foncier de remplacement soit mis à jour rétroactivement au 1^{er} avril 1999 pour refléter les réévaluations et les règlements d'appel se rapportant à certaines propriétés d'OPG depuis cette date. Il pourrait s'écouler jusqu'à deux ans avant les mises à jour du règlement. OPG n'a pas inscrit de montant relatif à la modification prévue au règlement.

15**Restructuration**

La variation du passif de restructuration au titre des prestations de cessation d'emploi pour 2005 et 2004 est comme suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Passif au début de l'exercice	20	52
Charges de restructuration	10	19
Versements	(18)	(51)
Passif à la fin de l'exercice	12	20

Au cours de 2004, OPG a comptabilisé des charges de restructuration de 16 millions de dollars, constituées de 15 millions de dollars de prestations de cessation d'emploi et de 1 million de dollars de charges de retraite et d'autres avantages postérieurs à l'emploi connexes associées à la centrale de Lakeview. Au cours de 2004, OPG a également constaté des charges de restructuration de 4 millions de dollars liées à son secteur Commercialisation de l'énergie. Au cours de 2005, OPG a constaté des charges de restructuration de 10 millions de dollars, constituées de 4 millions de dollars liés à la centrale de Lakeview et de 6 millions de dollars liés à son secteur Commercialisation de l'énergie.

16**Contrats d'option à taux intermédiaires**

Dans le cadre du règlement ontarien intitulé Transition – Generation Corporation Designated Rate Options («TRO»), OPG a été tenue d'accorder, depuis l'ouverture du marché, un allègement de tarifs transitoires à certaines sociétés d'énergie pour une période allant jusqu'à quatre ans, selon la consommation et le prix moyen payé par chaque client pendant une période de référence s'échelonnant du 1^{er} juillet 1999 au 30 juin 2000. Les contrats TRO sont considérés comme une couverture des produits tirés des activités de production. Le volume prévu maximal assujéti à l'allègement de tarifs transitoires est d'environ 5,4 TWh pendant la première année suivant l'ouverture du marché, de 3,6 TWh au cours de la deuxième année et de 1,8 TWh pendant chacune des troisième et quatrième années. La durée maximale du programme est de quatre ans, qui vient à échéance le 30 avril 2006.

Une provision de 210 millions de dollars pour les contrats TRO a été constatée au cours du premier trimestre de 2002 en fonction de la perte future estimative sur ces contrats. La provision a été déterminée à cette date selon les meilleures estimations de la direction concernant la courbe des prix à terme, les commissions du marché de l'électricité de gros, l'incidence de la cession de contrôle sur les contrats, les interruptions de production et le recouvrement des rabais relatifs à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché. La provision pour les contrats TRO a été constituée en fonction de l'atteinte des objectifs de cession de contrôle dans les trois années suivant l'ouverture du marché. Une charge additionnelle de 30 millions de dollars relativement à la quatrième année des contrats TRO a été comptabilisée en 2003, en fonction des prévisions d'OPG selon lesquelles la Société n'atteindrait pas les objectifs de cession de contrôle nécessaires pour que les contrats TRO arrivent à échéance après trois ans.

La variation de la provision pour les contrats TRO pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004 est comme suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Provision au début de l'exercice	48	100
Diminution de la provision au cours de l'exercice	(36)	(52)
Provision à la fin de l'exercice	12	48

17 Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché

Jusqu'au 1^{er} avril 2005, OPG devait, en vertu de son permis de production, respecter des mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché visant à traiter la possibilité pour OPG d'exercer une emprise sur le marché de l'énergie de l'Ontario. Les mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché comprenaient un mécanisme de rabais et une exigence de cession du contrôle de la capacité de production. Dans le cadre du mécanisme de rabais, une majorité des ventes d'électricité prévues d'OPG en Ontario était assujettie à un plafond de produits annuels moyens de 3,8 ¢/kWh. Pendant la durée de l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, OPG était tenue de verser à la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité un rabais annuel équivalant à l'excédent, le cas échéant, du prix moyen horaire sur le marché au comptant sur 3,8 ¢/kWh sur une période de règlement de 12 mois, multiplié par la quantité d'énergie assujettie au mécanisme de rabais. En date du 1^{er} avril 2005, l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché a été remplacée par un prix réglementé pour les centrales hydroélectriques et nucléaires de base et une limite de revenus qui s'applique aux actifs de production non réglementés d'OPG.

Conformément à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, le rabais était calculé compte tenu du volume des ventes d'électricité assujetties au mécanisme de rabais s'appliquant uniquement aux centrales de production qu'OPG continue de contrôler. Comme le prix moyen horaire sur le marché au comptant pour le trimestre terminé le 31 mars 2005, lorsque le mécanisme de rabais a pris fin, a dépassé le plafond des produits de 3,8 ¢/kWh, OPG a constitué une provision de 412 millions de dollars (1 154 millions de dollars en 2004) à titre de rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché.

La variation du passif au titre du rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché pour les exercices terminés les 31 décembre 2005 et 2004 a été comme suit :

(en millions de dollars)	2005	2004
Passif au début de l'exercice	439	409
Augmentation de la provision pendant la période	412	1 154
Versements	(851)	(1 124)
Passif à la fin de l'exercice	—	439

18 Rabais associé à la limite de revenus

Une tranche de 85 % de la production des autres actifs de production non réglementés d'OPG, excluant la centrale Lennox, les volumes et les ventes à terme dans le cadre des contrats d'options de tarifs transitoires TRO au 1^{er} janvier 2005, fait l'objet d'une limite de revenus fondée sur un prix moyen de 47,00 \$/MWh (4,7 ¢/kWh). Cette limite de revenus a initialement été établie pour une période de 13 mois se terminant le 30 avril 2006. Le gouvernement a récemment annoncé la prolongation de la période de limite de revenus de trois ans. À compter du 1^{er} mai 2006, la limite de revenus s'établira à 4,6 ¢/kWh par rapport à la limite actuelle de 4,7 ¢/kWh. Le 1^{er} avril 2007, la limite de revenus retournera à 4,7 ¢/kWh et passera à 4,8 ¢/kWh à compter du 1^{er} avril 2008. Les revenus dépassant ces limites seront versés à la Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité («SIERÉ»), et par la suite, la SIERÉ offrira un rabais aux consommateurs.

La variation du passif au titre du rabais associé à la limite de revenus pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005 est comme suit :

(en millions de dollars)	2005
Passif au début de l'exercice	—
Augmentation de la provision pendant la période	739
Versements	—
Passif à la fin de l'exercice	739

19 Secteurs d'activité

Un règlement établi conformément à la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* prévoit qu'OPG recevrait des prix réglementés pour la production de ses installations hydroélectriques et nucléaires de base. Ces prix initiaux sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2005 et devraient demeurer en vigueur jusqu'au 31 mars 2008 au moins, alors qu'il est prévu que la CEO aura établi de nouveaux prix réglementés. Compte tenu de la date d'entrée en vigueur de ces prix et de l'approche de gestion d'OPG, OPG a modifié la définition de ses secteurs d'activité le 1^{er} avril 2005, auparavant appelés «Production» et «Commercialisation de l'énergie», pour «Production nucléaire réglementée», «Production hydroélectrique réglementée» et «Production non réglementée». OPG continuera de présenter d'autres activités, y compris les activités de négociation, qui étaient auparavant présentées de manière distincte, dans le secteur «Divers». En raison de cette modification de définition, OPG a reclassé les chiffres correspondants des périodes de comparaison afin de les rendre conformes à la présentation actuelle des secteurs d'activité.

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, visant à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires qu'elle détient et exploite. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales nucléaires Pickering A et B et Darlington.

Le secteur Production nucléaire réglementée d'OPG comprend les produits aux termes d'une entente de location avec Bruce Power liée aux centrales nucléaires de Bruce. Ces produits comprennent des revenus de location, des intérêts créditeurs et les produits tirés de l'analyse et de la conception techniques, des services techniques et d'autres services. Le secteur Production nucléaire réglementée comprend aussi les produits tirés de la vente d'isotopes et de services connexes. Les produits connexes sont gagnés au moyen des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Ces produits sont inclus dans le secteur Production nucléaire réglementée puisqu'ils ont été inclus dans l'établissement du prix réglementé de la production des installations nucléaires.

Centrales nucléaires de Bruce

En mai 2001, OPG a loué ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power jusqu'en 2018, avec une option de renouvellement maximale de 25 ans.

En vertu du contrat de location, OPG a accepté de céder certains stocks de matières et de combustible à Bruce Power en plus de certaines immobilisations. Les actifs et les passifs de régimes de retraite liés à environ 3 000 employés ont été cédés à Bruce Power. Bruce Power a pris en charge le passif au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi de ces employés. OPG verse à Bruce Power, à l'égard d'autres avantages postérieurs à l'emploi, environ 2,3 millions de dollars par mois sur une période de 72 mois qui prendra fin en 2008.

Dans le cadre de l'opération, OPG a comptabilisé des produits reportés de façon à refléter les paiements initiaux de 595 millions de dollars, déduction faite des actifs nets cédés à Bruce Power. Les produits reportés sont amortis sur la durée initiale du contrat d'environ 18 ans et constatés à titre de produits.

En décembre 2002, British Energy plc. a conclu une entente visant à céder l'intégralité de sa participation de 82,4 % dans Bruce Power. L'opération a été réalisée en février 2003, et un consortium de sociétés canadiennes a pris en charge la location des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B détenues auparavant par British Energy plc. Les installations de Bruce continueront d'être exploitées par Bruce Power. À la clôture de l'opération, l'effet à recevoir de 225 millions de dollars a été payé à OPG, et les paiements de location ont commencé à être effectués tous les mois. Le produit découlant de l'effet doit être appliqué au plus tard en mars 2008 aux besoins de financement d'OPG relativement aux passifs pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires.

Dans le cadre de l'entente conclue en octobre 2005 entre la Province et Bruce Power, OPG a reçu une déclaration de l'actionnaire de la part de la Province ordonnant au conseil d'administration d'OPG d'accepter certains avenants au contrat de location. Ces avenants comprenaient une modification aux dispositions relatives à la cession de la participation de Bruce Power dans le site ainsi qu'une réduction du loyer annuel à l'égard de trois des quatre unités de Bruce A remises à neuf à 5,5 millions de dollars par unité (en dollars de 2002, indexés selon l'IPC), après l'achèvement des remises à neuf futures prévues. Ces avenants au contrat de location auront une incidence sur OPG lorsque les unités 1 et 2 de la centrale nucléaire Bruce A seront remises en service, et lorsque l'unité 3 sera remise à neuf à la fin de sa durée d'exploitation actuelle. D'autres modifications aux arrangements actuels ont été apportées pour tenir compte de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer à la remise à neuf de la centrale nucléaire Bruce A.

De 2004 à 2008, sous réserve de certaines exceptions, les versements minimaux prévus dans le cadre du contrat de location s'élèvent à 190 millions de dollars par année. Les produits de location de 244 millions de dollars (236 millions de dollars en 2004) ont été constatés à titre de produits. Les autres modalités du contrat de location demeureront essentiellement les mêmes jusqu'à ce que les remises à neuf futures prévues soient achevées.

La valeur comptable nette des immobilisations louées à Bruce Power, y compris les coûts liés à la remise à neuf et à la remise en service de Bruce A au 31 décembre 2005, s'établissait à 492 millions de dollars (590 millions de dollars en 2004).

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, visant à produire et à vendre l'électricité provenant de ses centrales hydroélectriques de base. Ce secteur d'activité comprend l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, et les installations hydroélectriques R.H. Saunders. Le secteur Production hydroélectrique réglementée comprend aussi les produits connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique.

Production non réglementée

Le secteur Production non réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario, visant à produire et à vendre l'électricité provenant de ses centrales à combustible fossile et de ses centrales hydroélectriques non incluses dans le secteur Production hydroélectrique réglementée. Le secteur Production non réglementée comprend aussi les produits connexes gagnés au moyen de l'offre de capacité de production disponible comme réserve pour l'exploitation et de la prestation d'autres services connexes, y compris les services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid et des services de réglage de production automatique, et les produits d'autres services.

Divers

OPG tire des produits de sa participation dans la coentreprise de Brighton Beach Power Limited Partnership («Brighton Beach») relativement à une convention de conversion énergétique entre Brighton Beach et Coral Energy Canada Inc. («Coral»). En outre, le secteur Divers comprend les produits tirés des locations immobilières.

Les produits et les charges liés aux activités de négociation et autres activités autres que de couverture d'OPG sont aussi inclus dans le secteur Divers. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, d'une journée à un an, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés d'électricité avoisinants. Ces activités se rapportent essentiellement à l'énergie physique, qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, et à la vente de produits de gestion des risques financiers et de produits liés à l'énergie. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont comptabilisés à titre d'actifs ou de passifs à leur juste valeur, les variations de la juste valeur étant comptabilisées dans Autres produits à titre de gains ou de pertes.

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005	Production nucléaire réglementée	Production hydroélectrique réglementée	Production non réglementée	Divers	Total
(en millions de dollars)					
Produits					
Produits	2 607	857	3 399	86	6 949
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(160)	(65)	(187)	—	(412)
Rabais associé à la limite de revenus	—	—	(739)	—	(739)
	2 447	792	2 473	86	5 798
Combustible	115	254	928	—	1 297
Marge brute	2 332	538	1 545	86	4 501
Exploitation, maintenance et administration	1 788	77	594	57	2 516
Amortissement	374	68	276	35	753
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	467	—	9	—	476
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(381)	—	—	—	(381)
Impôt foncier et impôt sur le capital	31	18	54	4	107
Restructuration	—	—	4	6	10
Bénéfice (perte) avant ce qui suit :	53	375	608	(16)	1 020
Dépréciation des actifs à long terme	63	—	202	—	265
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	(10)	375	406	(16)	755

Bénéfice par secteur pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004	Production nucléaire réglementée	Production hydroélectrique réglementée	Production non réglementée	Divers	Total
(en millions de dollars)					
Produits					
Produits	2 421	1 018	2 528	105	6 072
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(374)	(194)	(586)	-	(1 154)
Rabais associé à la limite de revenus	-	-	-	-	-
	2 047	824	1 942	105	4 918
Combustible	108	255	790	-	1 153
Marge brute	1 939	569	1 152	105	3 765
Exploitation, maintenance et administration, excluant la remise en service de Pickering A	1 611	74	576	62	2 323
Remise en service de Pickering A	271	-	-	-	271
Amortissement	360	71	302	32	765
Augmentation du passif pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires due à la désactualisation	445	-	8	-	453
Bénéfice tiré des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(313)	-	-	-	(313)
Impôt foncier et impôt sur le capital	33	18	38	14	103
Restructuration	-	-	16	4	20
Autres produits	-	-	-	(8)	(8)
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	(468)	406	212	1	151

	Production nucléaire réglementée	Production hydroélectrique réglementée	Production non réglementée	Divers	Total
(en millions de dollars)					
Principales données du bilan					
31 décembre 2005					
Immobilisations corporelles sectorielles, montant net	3 156	4 054	3 607	595	11 412
31 décembre 2004					
Immobilisations corporelles sectorielles, montant net	3 305	4 015	3 986	634	11 940
Principales données des flux de trésorerie					
Exercice terminé le 31 décembre 2005					
Dépenses en immobilisations	273	101	90	34	498
Exercice terminé le 31 décembre 2004					
Dépenses en immobilisations	365	25	78	93	561

20 Opérations entre apparentés

Étant donné que la Province détient l'ensemble des actions d'OPG, les parties reliées comprennent la Province, les autres sociétés ayant succédé à Ontario Hydro, dont Hydro One Inc. («Hydro One»), la SIERÉ et la SFIÉO. OPG conclut aussi des opérations entre apparentés avec ses coentreprises. Les opérations entre OPG et les apparentés sont mesurées à la valeur de négociation, soit la contrepartie établie et convenue par les apparentés.

Les opérations se résument comme suit :

(en millions de dollars)	Produits 2005	Charges 2005	Produits 2004	Charges 2004
Hydro One				
Ventes d'électricité	40	-	40	-
Services	-	12	-	12
Opérations de règlement	-	27	-	33
Province d'Ontario				
Frais sur les revenus bruts, redevances d'utilisation d'énergie hydraulique et impôt foncier	-	132	-	152
Garanties	-	8	-	8
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	-	-	-	14
Financement excédentaire du Fonds de déclassement	-	7	-	-
Divers	-	-	-	2
SFIÉO				
Frais sur les revenus bruts et impôt foncier	-	207	-	214
Intérêts créditeurs sur les montants à recevoir	-	(75)	-	(101)
Intérêts débiteurs sur les effets à long terme	-	211	-	191
Impôts sur le capital	-	51	-	49
Impôts sur les bénéfices	-	192	-	(80)
Frais d'indemnisation	-	5	-	5
SIERÉ				
Ventes d'électricité	6 517	329	5 465	304
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché	(412)	-	(1 154)	-
Rabais associé à la limite de revenus	(739)	-	-	-
Services connexes	68	-	90	-
Divers	-	-	1	1
	5 474	1 106	4 442	804

Au 31 décembre 2005, les débiteurs comptaient 14 millions de dollars (14 millions de dollars en 2004) à recevoir de Hydro One et 324 millions de dollars (158 millions de dollars en 2004) à recevoir de la SIERÉ. Les créditeurs et les charges à payer au 31 décembre 2005 incluaient un montant de 2 millions de dollars (3 millions de dollars en 2004) à payer à Hydro One.

21 Coentreprises

Les coentreprises importantes comprennent Brighton Beach Power L.P., qui est détenue à 50 % par OPG (50 % en 2004).

L'information condensée qui suit, tirée des états des résultats consolidés, des flux de trésorerie consolidés et des bilans consolidés, présente en détail la quote-part de la Société dans les coentreprises et les partenariats, qui a été consolidée proportionnellement :

(en millions de dollars)	2005	2004
Quote-part de l'exploitation des coentreprises		
Produits d'exploitation	46	28
Charges d'exploitation	(36)	(22)
Résultat net	10	6
Quote-part des flux de trésorerie des coentreprises		
Activités d'exploitation	21	4
Activités d'investissement	(2)	(34)
Activités de financement	(4)	32
Quote-part de l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	15	2
Quote-part des bilans des coentreprises		
Actif à court terme	26	16
Actif à long terme	279	286
Passif à court terme	(11)	(5)
Passif à long terme	(199)	(202)
Quote-part de l'actif net	95	95

22 Société de placement

La Société a appliqué la NOC-18 pour tous les placements détenus par OPGV en 2005. OPGV est une filiale en propriété exclusive de la Société, et ses résultats sont consolidés dans les états financiers de la Société. Puisque OPGV est la seule société du groupe qui répond aux critères énoncés dans la NOC-18, tous les autres placements effectués par OPG et ses filiales, partenaires ou coentreprises continuent d'être présentés au coût amorti. La valeur comptable des placements d'OPGV s'établissait à 29 millions de dollars (36 millions de dollars en 2004), et le montant a été inclus à titre de débiteurs à long terme et autres actifs aux bilans consolidés.

En raison de l'application de cette convention, le bénéfice net de la Société pour 2005 a diminué de 11 millions de dollars et les autres actifs ont accusé une baisse du même montant. Les gains et les pertes bruts latents sur le placement détenu par OPGV au 31 décembre 2005 s'établissaient à respectivement 2 millions de dollars et 13 millions de dollars.

23 Recherche et développement

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, des frais de recherche et de développement de 19 millions de dollars (21 millions de dollars en 2004) ont été imputés aux résultats.

24 Autres produits

Il n'y a eu d'autres produits comptabilisés en 2005. Les autres produits de 8 millions de dollars en 2004 étaient constitués de 3 millions de dollars provenant de la vente d'actifs et de 5 millions de dollars provenant d'un règlement favorable des obligations découlant des régimes de retraite.

25 Variations des soldes hors caisse du fonds de roulement

(en millions de dollars)	2005	2004
Débiteurs	(191)	(15)
Impôts sur les bénéfices recouvrables	-	16
Stocks de combustible	(12)	(45)
Matières et fournitures	(23)	(19)
Rabais associé à l'entente sur l'atténuation de l'emprise sur le marché, à payer	(439)	30
Rabais associé à la limite de revenus, à payer	739	-
Créditeurs et charges à payer	10	(78)
Impôts sur les bénéfices et impôt sur le capital à payer	69	12
	153	(99)

Conseil d'administration*



Jake Epp

Président du conseil



Jim Hankinson

Président et
chef de la direction



Donald Hintz

Président retraité
Entergy Corporation



Gary Kugler

Administrateur
de sociétés



M. George Lewis

Président du conseil
et chef de la direction
RBC Gestion d'Actifs Inc.



David J. MacMillan

Administrateur
de sociétés



Corbin A. McNeill Jr.

Président et cochef
de la direction retraité
Exelon Corporation



Peggy Mulligan

Vice-présidente
principale et
directrice financière
Linamar Corporation



C. Ian Ross

Président du conseil
Fonds Canadien
GrowthWorks Ltée



Marie C. Rounding

Avocate
Gowling Lafleur
Henderson LLP



William (Bill) Sheffield

Administrateur
de sociétés



David G. Unruh

Administrateur
de sociétés

* Les titres des membres du conseil d'administration sont à jour en date de mai 2006.

Membres de la haute direction*



Jake Epp

Président du conseil



Jim Hankinson

Président et chef
de la direction



Bruce Boland

Vice-président principal
Affaires générales



Jim Burpee

Vice-président directeur
Développement
de l'entreprise



Pierre Charlebois

Vice-président directeur
et chef du nucléaire



Cara Clairman

Vice-présidente par intérim
Affaires juridiques et chef
du contentieux; Vice-
présidente par intérim
Développement durable



Janice Dunlop

Vice-présidente principale
Ressources humaines
et chef de l'éthique



Donn Hanbridge

Vice-président principal
et chef des finances



Catriona King

Vice-présidente
Secrétaire générale



John Murphy

Vice-président directeur
Hydroélectricité



Colleen Sifford

Vice-présidente
et trésorière

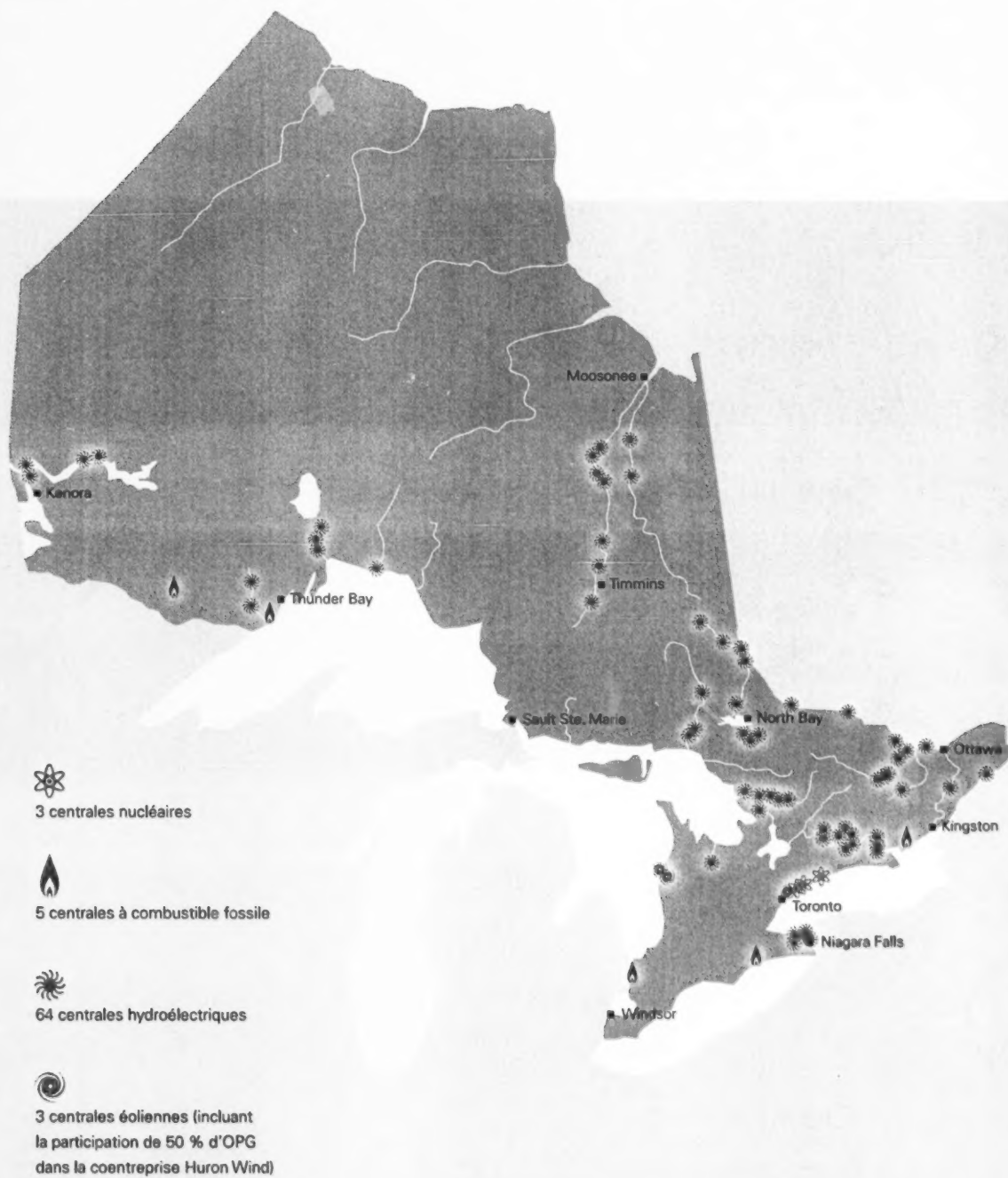


Jim Twomey

Vice-président directeur
Combustible fossile

* Les titres des membres de la haute direction sont à jour en date de mai 2006.

Installations d'Ontario Power Generation



Ce rapport annuel est également publié en anglais sur notre site Web –
this annual report is also available in English – à l'adresse www.opg.com

Veuillez recycler.

Les matières utilisées dans ce rapport sont inoffensives pour l'environnement.
Le papier de couverture et des pages intérieures est recyclé et recyclable,
et contient au moins 10 % de matières recyclées après consommation.
De l'encre végétale a été utilisée pour tout le document.

Le siège social d'Ontario Power Generation Inc. est situé au
700 University Avenue, Toronto (Ontario) M5G 1X6;
téléphone : 416-592-2555 ou 877-592-2555.

ONTARIOPOWER
GENERATION